

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ (НА ПРИМЕРЕ ТОМСКОЙ ГРЭС-2)

УДК 621.311.22(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Орлова Мария Игоревна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А. С. Матвеев	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Л. Ю. Спицына	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД, ШБИП	С. В. Романова	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Тепловые и атомные электрические станции	О.Ю.Ромашова	к.т.н., доцент		

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы магистра «Тепловые и атомные электрические станции» по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» в соответствии целями основной образовательной программы, видами и задачами профессиональной деятельности, указанными в ФГОС ВО 13.04.01

Код	Результат обучения
Профессиональные компетенции	
<i>Проектно-конструкторская деятельность:</i>	
Р1	Применять передовые знания и достижения для формулирования заданий на разработку инновационных проектов; разрабатывать проектные решения, связанные с модернизацией технологического оборудования, улучшением эксплуатационных характеристик агрегатов, экономией энергоресурсов и повышением экологической безопасности.
Р2	Проводить моделирование и технические расчеты по проектированию схем и оборудования, анализ надежности, технико-экономический и функционально-стоимостной анализ эффективности проектных решений применительно к тепловым и атомным электростанциям, их системам и оборудованию
<i>производственно-технологическая деятельность</i>	
Р3	Ставить и решать инновационные задачи разработки мероприятий по совершенствованию технологии производства и отпуска электроэнергии и теплоты для обеспечения экономичной, надежности и безопасной эксплуатации теплоэнергетического оборудования и технических систем ТЭС и АЭС
Р4	Применять современные методы и средства практической инженерной деятельности для надежной и экономичной эксплуатации высокотехнологичного оборудования и технических систем ТЭС и АЭС
Р5	Применять знания нетехнических ограничений инженерной деятельности при внедрении, эксплуатации и обслуживании современных высокотехнологичных аппаратов и систем, обеспечивая их <i>высокую эффективность и надежность</i> , соблюдение правил охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>научно-исследовательская деятельность</i>	
Р6	Применять глубокие знания для планирования и постановки задачи инновационного инженерного исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать и создавать критерии оценки, применять инновационные методы исследования, проводить исследования, критически интерпретировать, публично представлять и обсуждать результаты научных исследований
<i>организационно-управленческая деятельность</i>	
Р7	Руководить коллективом специалистов различных направлений и квалификаций, действовать в нестандартных ситуациях, принимать организационно-управленческие решения и нести за них ответственность при организации работ, разрабатывать мероприятия по предотвращению экологических нарушений
<i>педагогическая деятельность</i>	
Р8	Осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки
<i>Универсальные компетенции</i>	
Р9	Демонстрировать <i>глубокие знания философских аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i> , мыслить абстрактно, обобщать, анализировать, систематизировать и прогнозировать, принимать решения в сложных инженерных задачах с

	технической неопределенностью и недостатком информации
P10	Самостоятельно учиться, саморазвиваться, используя творческий потенциал; самореализовываться, непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Использовать иностранный язык для эффективного взаимодействия в профессиональной сфере

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ О.Ю. Ромашова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ84	Орловой Марии Игоревне

Тема работы:

Пути совершенствования технологических процессов тепловых электрических станций (на примере Томской ГРЭС-2)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.05.2020 №127-27/с
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2020 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Цель работы – определить пути совершенствования технологических процессов на станции Томской ГРЭС-2.</p> <p>Исходные данные: Характеристики установленного оборудования в турбинном цехе на станции ГРЭС-2.</p> <p>Параметры паровой турбины ст.№7 ПТ-60-90/13 ЛМЗ.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1 Объект исследования Томская ГРЭС-2</p> <p>1.1 Роль Томской ГРЭС-2 в электроэнергетике и теплоснабжение Томской области</p> <p>1.2 Характеристика оборудования Томской ГРЭС-2</p> <p>1.3 Описание тепловой схемы электростанции</p> <p>2 Аналитический выбор замещающего оборудования и расчеты основных параметров паротурбинной установки</p> <p>2.1 Выбор паротурбинной установки для реконструкции на Томской ГРЭС-2</p> <p>2.1 Расчет принципиальной тепловой схемы Тп-65/75-12,8 УТЗ</p> <p>2.1.1 Расчёт принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки в номинальном режиме при давлении острого пара 130кгс/см² и 555°С</p> <p>2.1.2 Расчёт принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки в номинальном режиме при давлении острого пара 90кгс/см² и 505°С</p> <p>2.2 Выбор вспомогательного оборудования паротурбинной установки</p> <p>3 Результаты проведенных расчетов</p> <p>3.1 Расчёт технико-экономических показателей</p>
	<p>Тепловая схема турбоустановки Тп-65-75-12,8 УТЗ; План ячейки на отметке 7,000 м.</p>

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Тепловая схема турбоустановки Тп-65-75-12,8 УТЗ; План ячейки на отметке 7,000 м.</p>
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Л. Ю. Спицына, к.э.н., Доцент ОСГН, ШБИП</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>С. В. Романова, Старший преподаватель ООД, ШБИП</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Ю.И. Егорова, к.т.н., Доцент ОИЯ, ШБИП</p>

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

<p>Введение (русский и английский язык)</p> <p>1 Объект исследования Томская ГРЭС-2 (русский и английский язык)</p> <p>2 Аналитический выбор замещающего оборудования и расчеты основных параметров паротурбинной установки (русский язык)</p> <p>3 Результаты проведенных расчетов (русский язык)</p> <p>4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение (русский язык)</p> <p>5 Социальная ответственность (русский язык)</p> <p>Заключение (русский и английский язык)</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.12.19</p>
--	-----------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ</p>	<p>А. С. Матвеев</p>	<p>к.т.н., доцент</p>	<p></p>	<p>01.12.19</p>

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>5БМ84</p>	<p>Орлова Мария Игоревна</p>	<p></p>	<p>01.12.19</p>

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 5БМ84	ФИО Орловой Марии Игооревне
------------------------	---------------------------------------

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	И. Н. Бугакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Общий бюджет проекта – не более 5 000 000 тыс. руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Месячный оклад доцента – 27500; исполнителя – 18000 руб. Районный коэффициент – 30 %. Значение интегрального показателя ресурсоэффективности – не менее 5 баллов из 5.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Социальные отчисления от ФОТ – 30 %.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения. 1.2. Диаграмма Исикава. 1.3. Оценка готовности проекта к коммерциализации. 1.4. Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>2.1. Цели и результат проекта 2.2. Организационная структура проекта 2.3. Ограничения и допущения проекта</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>3.1. Иерархическая структура работ проекта. 3.2. Контрольные события проекта. 3.3. План проекта. 3.4. Бюджет научного исследования. 3.5. Организационная структура. 3.6. Матрица ответственности 3.7. План управления коммуникациями проекта. 3.8. Реестр рисков проекта.</i>
4. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>4.1. Оценка абсолютной и сравнительной эффективности исследования</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. «Портрет» потребителя результатов НТИ 2. Сегментирование рынка 3. Оценка конкурентоспособности технических решений 4. Диаграмма FAST 5. Матрица SWOT 6. График проведения и бюджет НТИ 7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ 8. Потенциальные риски

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.20
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		01.03.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Орлова Мария Игоревна		01.03.20

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ84	Орлова Мария Игоревна

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	И. Н. Бутакова
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Тема ВКР:

Пути совершенствования технологических процессов тепловых электрических станций (на примере Томской ГРЭС-2)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Турбина Тп-65/75-12,8. Рабочее место машиниста, которое располагается в турбинном цехе.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); – ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования; – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы; – ГОСТ 12.0.006.02. Управление охраны труда в организации.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов; 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия.	– Превышение уровня шума и вибрация; – Отклонение показателей микроклимата; – Повышенное содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны ; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека
3. Экологическая безопасность:	– Вредные выбросы: диоксид азота, оксид азота, твердые частицы, оксид углерода, бенз(а)пирен негативно влияют на атмосферу; – Восполнение воды осуществляется с реки Томь, что влияет на гидросферу;.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– пожары и взрывы.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.20
--	-----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна			01.03.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Орлова Мария Игоревна		01.03.20

Реферат

Выпускная квалификационная работа 140 с., 13 рис., 43 табл., 42 источника, 2 прил.

Ключевые слова: паровая турбина, тепловая электрическая станция, реконструкция, технологический процесс, Тп-65/75-12,8 УТЗ, Томская ГРЭС-2.

Объектом исследования является тепловая электрическая станция Томская ГРЭС-2.

Цель работы – определить пути совершенствования технологических процессов на станции Томской ГРЭС-2.

В процессе исследования проводился анализ эксплуатируемого оборудования в турбинном и котельном цехах на станции Томская ГРЭС-2. Был определен возможный путь реконструкции с заменой седьмого турбогенератора. Был проведен сравнительный расчет работы новой установленной паровой турбины на два режима. И выполнен дополнительный расчет по установке вспомогательного оборудования.

В результате исследования было принято решение по установке турбогенератора Тп-65/75-12,8 УТЗ в два этапа, что позволит растянуть финансовые вложения во времени. При этом определено, что работа турбогенератора на номинальных параметрах острого пара экономически выгоднее, так как начальные параметры пара на входе в турбину повысятся. Также выбрано вспомогательное оборудование: питательные насосы, насосы системы теплофикации, регенеративные подогреватели.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Турбина Тп-65/75-12,8 УТЗ состоит из цилиндра высокого и низкого давления. Турбин имеет теплофикационный и регулирующий производственный отборы. Номинальная электрическая мощность 65МВт, тепловая 110Гкал/час, температура пара 555°С. Общая масса турбины 260тонн. Система регенерации включает в себя два подогревателя высокого давления, три низкого давления и деаэратор высокого давления.

Степень внедрения: на рассмотрении.

Область применения: тепловые электрические станции.

Экономическая эффективность/значимость работы повышение надежности оборудования на станции Томская ГРЭС-2 за счет его обновления.

В будущем планируется замена турбогенератора и строительство нового котлоагрегата.

Сокращения

ТО – Томская область;

ГРЭС – Государственная районная электростанция;

ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль;

РДУ - Региональное диспетчерское управление;

ТЭС – Тепловая электрическая станция;

ОЭС - Объединённая энергетическая система;

КЦ – Котельный цех;

ТЦ – Турбинный цех;

ЭЦ – Электрический цех;

ЦРО – Цех ремонтного обслуживания;

ЦТП – Цех топливоподачи;

ХЦ – Химический цех;

ЦГТС – Цех гидротехнических сооружений;

ПТС – Производственно-техническая служба;

РОУ - Редукционно-охладительные установки;

БРОУ - Быстродействующая редукционно-охладительная установка

ОРУ - Открытые распределительные устройства;

КРУ - Комплексные распределительные устройства;

ЛЭП – Линия электропередачи;

ПТ - Теплофикационная с производственным отбором;

УТЗ – Уральский турбинный завод;

ПВД – Подогреватель высокого давления;

ПНД – Подогреватель низкого давления;

ЦНД – Цилиндр низкого давления;

ЦВД – Цилиндр высокого давления;

НСП – Нижний сетевой подогреватель;

ВСП – Верхний сетевой подогреватель;

ПСГ - Подогреватель сетевой горизонтальный;

СК – Стопорный клапан;
РК – Регулирующий клапан;
КПД – Коэффициент полезного действия;
ПБ – Пиковый бойлер;
ПН – Питательный насос;
ТГ – Турбогенератор;
ПВ – Питательная вода;
ОК – Основной конденсат;
ТЭП - Техничко-экономические показатели;
СФО – Сибирский федеральный округ.

Оглавление

Введение	14
1 Объект исследования Томская ГРЭС-2	16
1.1 Роль Томской ГРЭС-2 в электроэнергетике и теплоснабжение Томской области	16
1.2 Характеристика оборудования Томской ГРЭС-2	20
1.3 Описание тепловой схемы электростанции	24
2 Аналитический выбор замещающего оборудования и расчеты основных параметров паротурбинной установки	26
2.1 Выбор паротурбинной установки для реконструкции на Томской ГРЭС-2	26
2.2 Расчет принципиальной тепловой схемы Тп-65/75-12,8 УТЗ	33
2.2.1 Расчёт принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки в номинальном режиме при давлении острого пара 130кгс/см ² и 555°С	33
2.2.2 Расчёт принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки в номинальном режиме при давлении острого пара 90кгс/см ² и 505°С	48
2.3 Выбор вспомогательного оборудования паротурбинной установки	58
3 Результаты проведенных расчетов	66
3.1 Расчёт технико-экономических показателей	66
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	68
Социальная ответственность	101
Заключение	120
Список используемых источников	121
Приложение А	123
Приложение Б	137

Введение

В городе Томске с населением полмиллиона человек на сегодняшний день существует три действующих станции: Томская ТЭЦ-1, ТЭЦ-3 и ГРЭС-2. Самая модернизированная станция в городе ТЭЦ-1 с газотурбинной установкой, введенной в эксплуатацию в 2013 году. Станции ТЭЦ-3 и ГРЭС-2 были введены в эксплуатацию еще в XX веке и на данный момент являются основными источниками по выработке тепловой и электрической энергии в городе.

Государственная районная электростанция (ГРЭС-2) введена в эксплуатацию в 1945 году, на сегодняшний день станции 75 лет. Станция обслуживается оперативным, ремонтным и административным персоналом в количестве более пятисот человек. Организационная структура станции подразделяется на цеха и отделы. Основным видом топлива на станции является каменный уголь, в качестве резервного применяется природный газ, мазут растопочное топливо.

Основным технологическим процессом на тепловой электростанции является поэтапное преобразование потенциальной энергии пара в кинетическую, а затем в электрическую энергию. В энергетическом котле сжигается топливо и за счет выделяемого тепла вырабатывается пар высокого давления. После котла пар с заданными параметрами поступает в паровую турбину, где происходит работа кинетической энергии пара, которая вращает ротор турбины. Вал турбины вращает ротор электрогенератора. Таким образом, энергия вращения преобразуется в электрическую энергию, которая выдается в сеть.

Для выполнения технологического процесса на станции ГРЭС-2 задействовано шесть турбогенераторов с электрической мощностью 331МВт, десять энергетических котлов с паропроизводительностью 2220т/ч. Тепловая мощность станции 815Гкал/час. Основная часть оборудования станции эксплуатируется на протяжении более двадцати лет, многое из них уже

отработало свой расчетный ресурс и требует модернизации с целью повышения экономичности, надежности. Еще одной проблемой является сохранившиеся турбины с производственными отборами, которые остались с тех времен, когда пар на промышленные предприятия поступал напрямую от станции. На данный момент таких предприятий уже не осталось, они либо закрылись, либо имеют собственные источники пара. На станции ГРЭС-2 производственный отбор от турбогенераторов шесть, семь используется на собственные нужды. В пик реализации тепловой нагрузки станции пар от производственного коллектора подается на пиковые бойлера для подъема температуры сетевой воды.

Основной задачей проекта является совершенствование технологического процесса на станции. Так как технологический процесс производства тепловой и электрической энергии неразрывно связан с оборудованием, в данной работе будет рассматриваться вариант замены паровой турбины стационарный номер семь типа ПТ-60-90/13 ЛМЗ.

1 Объект исследования Томская ГРЭС-2

1.1 Роль Томской ГРЭС-2 в электроэнергетике и теплоснабжение Томской области

Томская область является частью Сибирского федерального округа (СФО). Территория области по площади составляет 314,4тыс.км² и занимает пятое место среди регионов Сибири. Томская область состоит из 139 муниципальных образований.

Проанализировав динамику численности населения (таблица 1) Томской области по годам, проявляется тенденция стабильного роста. Удельный вес городского населения преобладает и составляет 72,3 процента. [35]

Таблица 1 - Динамика численности населения ТО, тыс.чел.

Показатель	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2019г.
Численность населения	1048,5	1057,7	1064,2	1070,1	1074,5	1076,8	1078,9	1079,2

Город Томск является административным центром и самым крупным населенным пунктом Томской области. Почти половина населения области сосредоточенно в городе Томске. С каждым годом город Томск развивается и становится больше, расширяя свои границы, как в Южную сторону, так и в Северную сторону. Появляются новые жилищные районы, такие как «Южные ворота», «Радонежский», «Северный парк». Это вызывает потребность города в обновлении и увеличении тепловых и электрических мощностях.

Характеризуя Томскую энергосистему_можно отметить, что к основным электростанциям установленной мощностью более 5МВт относятся Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-1, Томская ТЭЦ-3 принадлежат АО «Томская генерация». Компания АО «Томская генерация» осуществляет производство электрической и тепловой энергии для покрытия спроса в основном городского населения и учреждений. А также на территории Томской области осуществляют свою деятельность такие станции, как ТЭЦ СХК принадлежащая

АО «СХК» и шесть электростанций промышленных предприятий по данным 2017 года. Все перечисленные выше электростанции относятся к ЕЭС России.

Взаимодействие субъектов энергетики, органов власти ТО, Ростехнадзора и МЧС России обеспечивает АО «СО ЕЭС» России. Также на территории Томской области осуществляет свою деятельность филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ, который выполняет функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом.

Динамика потребления электроэнергии в ТО проанализирована в таблице 2. Динамика электропотребления может зависеть от ряда факторов, таких как изменение объемов промышленного производства, экономической ситуации в стране или температуры наружного воздуха. Это отображается на неравномерном электропотреблении в Томской области и может показывать отрицательную динамику.

Таблица 2 - Динамика потребления электроэнергии по данным Администрации ТО

Показатель	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2012-2016 гг.
Электропотребление, млн. кВт·ч	9 177	8 900	8 924	8 552	8 627,4	-549,6
Абсолютный прирост (снижение) электропотребления, млн. кВт·ч	317	-277	24	-372	74,6	-549,6
Среднегодовые темпы прироста (снижения), %	3,58	-3,02	0,27	-4,17	0,87	-5,99

По данным предоставленным Администрацией ТО баланс мощности Томской энергосистемы в 2012–2016гг. складывался дефицитно. В этот дефицит электроэнергии Томской энергосистемы находился в диапазоне 3638-5126млн. кВт·ч и покрывался перетоками электроэнергии из ОЭС Сибири и ОЭС Урала.



Рисунок 1 - Баланс по потреблению электрической энергии в ТО [35]

Необходимо также отметить, что Томская ГРЭС-2 и Томская ТЭЦ-3 производят электрическую энергию исходя из технологического минимума, необходимого для выполнения графика тепловых нагрузок.

Теплоснабжение в городе Томске также осуществляется от трех крупных источников комбинированной выработки энергии: Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-1 и Томская ТЭЦ-3. А также от 23 котельных АО «ТомскРТС» и прочих локальных котельных собственников с преобладанием централизованного теплоснабжения. АО «ТомскРТС» является юридическим лицом, которое осуществляет процесс передачи тепловой энергии от энергоисточника до потребителя, в этом и заключается централизованность теплоснабжения. Динамика потребления тепловой энергии отмечается положительной (таблица 3).

Таблица 3 - Динамика потребления тепловой энергии в городе Томске, тыс.Гкал

№	Наименование показателя	2015 г.	2016 г.
1.	Отпущено тепловой энергии своим потребителям, в том числе:	3 573,02	3 632,27
1.1.	населению	2 517,42	2 573,81
1.2.	бюджетофинансируемым организациям	328,53	334,98
1.3.	предприятиям на производственные нужды	61,38	19,77
1.4.	прочим организациям	665,68	703,70
2.	Отпущено другому предприятию (перепродавцу)	-	-
Отпущено тепловой энергии – всего		3 573,02	3 632,27
Прирост теплопотребления		-	1,66

По данным в таблице 4 видно, что основную нагрузку города по потреблению тепла покрывает предприятие Томская ГРЭС-2. Следовательно,

на предприятие ложится социальная ответственность жизнеобеспечения населения города. По прогнозу Администрации Томской области до 2022 года потребление тепловой энергии в городе продолжит увеличиваться. [35]

Таблица 4 - Установленная мощность, выработка, потери и полезный отпуск тепловой энергии от станций АО «Томская генерация»

Наименование города, источника теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч		Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал		Потери при передаче, тыс. Гкал		Полезный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	
	2015г	2016г	2015г	2016г	2015г	2016г	2015г	2016г
г. Томск всего	3 138	3 144	5 373	5 517	1 285	1 321	4 031	4 134
ТЭЦ, в том числе:	2 410	2 410	4 359	4 505	1 156	1 188	3 202	3 317
ТЭЦ АО «Томская генерация», в том числе:	2 410	2 410	4 359	4 505	31	24	4 327	4 480
Томская ГРЭС-2	815	815	2 092	2 150	3	4	2 088	2 146
Томская ТЭЦ-3	780	780	1 703	1 575	10	10	1 692	1 565
Томская ТЭЦ-1	815	815	563	779	16	9	546	769

1.2 Характеристика оборудования Томской ГРЭС-2

ГРЭС-2 - Государственная районная электростанция с поперечными связями. На данный момент Томская ГРЭС-2 уже не государственная станция, предприятие является одним из структурных подразделений АО «Томская генерация». На данный момент ГРЭС-2 фактически является тепловой электрической станцией и правильнее было бы называть ее «Томская ТЭЦ-2». Однако первоначальное название осталось за ней.

Установленная электрическая мощность станции составляет 331МВт. Установленная тепловая мощность 815Гкал/ч, в том числе: по горячей воде – 755Гкал/ч (с учетом подпитки и собственных нужд), по пару – 60Гкал/ч. По отборам 568Гкал/час.

Структура предприятия состоит из шести основных и двух вспомогательных цехов: котельный цех (КЦ), турбинный цех (ТЦ), электрический цех (ЭЦ), цех ремонтного обслуживания (ЦРО), цех топливоподачи (ЦТП), цех тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ), химический цех (ХЦ), цех гидротехнических сооружений (ЦГТС). А также четырех отделов: производственно-технический отдел (ПТС), направление планово предупредительных ремонтов (НППР), направление информационных технологий (НИТ), направление охраны труда и пожарной безопасности (НОТиПБ).

В котельном цехе на станции установлено 10 котлоагрегатов (таблица 5) общей паропроизводительностью 2220т/ч. Котлы имеют П-образную компоновку. Котлы 3-9 подключены к двум коллекторам пара 100кгс/см². Котлы 10-12 подключены к коллектору 140кгс/см². Связь между коллекторами осуществляется с помощью редуционно-охлаждающей установки (РОУ) 140/100. Пар по коллекторам поступает в турбинный цех на турбогенераторы и РОУ. Вода на котлы поступает по питательным трубопроводам высокого давления с параметрами: давление 150кгс/см² и температура 210-230°С. Вода подается посредством питательных насосов, находящихся в ТЦ.

Таблица 5 - Характеристики котлоагрегатов Томской ГРЭС-2

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Паропроиз. тн/ч	Давление кгс/см ²	Температура °С	Паропроиз. по пару 100кг/см ² , 510°С, т/ч
3	БКЗ-220-100-4	1981	220	100	510	1590 т/ч
4	ТП-230-2	1953	230	100	510	
5	ТП-230-2	1953	230	100	510	
6	ТП-230-2	1958	230	100	510	
7	ТП-230-2	1959	230	100	510	
8	ТП-230-2	1960	230	100	510	
9	БКЗ-220-100ф	1971	220	100	540	
						Паропроиз. по пару 140кг/см ² , 560°С, т/ч
10	БКЗ-210-140-9	1986	210	140	560	630 т/ч
11	БКЗ-210-140-9	1987	210	140	560	
12	БКЗ-210-140-9	1994	210	140	560	
						2220 т/ч

В ТЦ на станции установлено 6 турбинных установок (таблица 6). В 2009 году введен в эксплуатацию новый турбоагрегат ТГ-2 тип Т-50/60-8,8. Турбины 3,5 типа К-50-2М ЛМЗ перемаркированы на основании технических актов 19, 20 от 30.10.91 в турбины типа Т-43-90, работают с теплофикационными отборами 1,8-2,5 кгс/см². Суммарная тепловая мощность отборов турбин составляет 568Гкал/ч.

В конденсаторе турбины № 5 осуществляется подогрев подпиточной воды теплосети в количестве до 1800 т/ч до температуры 35°С. Система циркуляционного водоснабжения - оборотная с градирнями. Подпитка системы циркуляционного водоснабжения осуществляется с береговой насосной станции реки Томь. В системе технического водоснабжения вода используется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, вспомогательного оборудования, подпитки теплосети,

подпитки оборотной системы гидрозолоудаления и прочие нужды.

Таблица 6 - Характеристики паровых турбин Томской ГРЭС-2

Ст. №	Тип (марка)	Год ввода	Завод изготовитель	N _э ном.	Температура свежего пара	P ₀	Расход пара	
							D ₀ ном.	D ₀ макс.
				МВт	°С	кгс/см ₂	тн/ч	тн/ч
2	Т-50/60-8,8	2008	ЛМЗ	50	500	90	250	250
3	Т-43-90	1953	ЛМЗ	43	500	90	270	270
5	Т-43-90	1958	ЛМЗ	43	500	90	270	270
6	ПТ-25-90/10	1959	УТЗ	25	500	90	200	240
7	ПТ-60-90/13	1960	ЛМЗ	60	535	90	402	402
8	Т-110-125-130	1997	УТЗ	110	555	130	515	520

В ЭЦ находятся ОРУ-110, ОРУ-35, КРУ-10, где через трансформаторы происходит преобразование напряжения. Основные классы напряжений: 110кВ, 35кВ, 10кВ, 6кВ, 3кВ, 0,4кВ. Цех осуществляет отпуск электрической энергии потребителям по линиям С1-С4, ЛЭП 35101, 35102 и по 24 фидерам 35-10кВ.

В ЦТП осуществляется приемка, разгрузка, хранение, переработка и подача угля в котельный цех. Цех оснащен двумя кранами-перегрузчиками на открытом угольном складе емкостью 160000 тонн, размораживающим устройством, конвейерами для транспортировки угля в две нитки, двумя дробилками, разгруз-сараям с щелевыми бункерами и лопастными питателями, бульдозерами для формирования штабеля угля. Основным топливом является Кузнецкий уголь марки Др, газ, растопочное топливо - мазут.

ХЦ подразделяется на две составляющие: установка по обработке воды и центральная химическая лаборатория. В химической лаборатории осуществляется оперативный контроль по ведению водно-химического режима, а так же анализ поступившего топлива. На установках подготавливается вода для подпитки теплосети путем осветления в осветлителях, очистки в

механических фильтрах, умягчения в натрий-катионитовых фильтрах. Вода для подпитки котлов также осветляется, очищается в механических фильтрах и проходит дополнительную двухступенчатую очистку от примесей для получения обессоленной воды.

1.3 Описание тепловой схемы электростанции

Схема главных паропроводов станции выполнена двумя коллекторами. К коллектору 100кгс/см² присоединено пять котлов типа ТП-230-2 и два котла типа БКЗ-220-100 (таблица 7). К коллектору 140кгс/см² присоединено три котла типа БКЗ-210-140. Связь между коллекторами, как уже было упомянуто выше, осуществляется двумя РОУ 140/100.

Таблица 7 - Балансы пара котел – турбина на ГРЭС-2

Пар по турбинам		Пар по котлам	
90 кг/см ² , 500°С	т/ч	100 кг/см ² , 510°С	т/ч
Т-50/60-8,8 ст. №2	250		
Т-43-90 ст.№ 3	270	БКЗ-220-100х2 ст.№ 3,9	440
Т-43-90 ст.№ 5	270	ТП-230-2х5 ст.№ 4-8	1150
ПТ-25-90/11 ст.№ 6	240		
ПТ-60-90/13 ст.7	397		
Итого*	1427		1590
130 кг/см ² , 555°С		140 кг/см ² , 560С	
Т-118/125-130-8 ст.№ 8	525	БКЗ-210-140х3 ст.№ 10-12	630

* резерв по пару 90кг/см², 500°С – 163т/ч; резерв по пару 130кг/см², 555°С – 105т/ч; общий резерв по пару – 268т/ч.

На паровые турбины станционный номер 2-7 пар подается от коллекторов 100кгс/см². На паровую турбину 8 подается пар от коллектора 140кгс/см². На коллектор 10-13кгс/см² подача пара осуществляется от производственных отборов турбин 6,7; от четырех РОУ и одного БРОУ 100/13; от двух РОУ 30/11 и от двух РОУ 140/10-16.

На коллектор 1,2кгс/см² пар подается от отборов турбин 3,5 и двух РОУ 30/1,8.

Турбина 8 работает на заводских характеристиках: давление 130кгс/см² и температура 555°С.

Питательные насосы на станции типа ПЭ-270-150 и ПЭ-380-185/200 объединены в один коллектор питательной воды. А вот напорный коллектор, расположенный перед питательными насосами, разделен.

На станции задействовано одиннадцать деаэраторов высокого давления.

Выпар от деаэраторов высокого давления подается в общий коллектор, а затем на деаэраторы низкого давления. Выпар от расширителей дренажей первой ступени подается в деаэраторы высокого давления, выпар от расширителей дренажей второй ступени подается в деаэраторы низкого давления. Пар от продувки котлов используется в схеме для подогрева воды подпитки теплосети.

В зимний период, когда включается отопление, увеличивается расход сетевой воды на станции до $10500-11000\text{м}^3/\text{час}$. Максимальная производительность бойлерных установок $13000\text{м}^3/\text{час}$.

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

1 Предпроектный анализ

1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Прирост населения в городе Томске влечет за собой постройку новых жилищных районов, в связи, с этим увеличивается потребление тепловой и электрической энергии. И так как оборудование на станции ГРЭС-2 эксплуатируется на протяжении несколько десятков лет, также возникает необходимость в обновлении тепловых и электрических мощностей. Поэтому в данной ВКР рассматривается актуальный вопрос замены турбоагрегата выработавшего свой ресурс на новый, который будет обеспечивать наиболее экономичную и экологичную работу станции.

Данный проект представляет особый интерес для крупных и средний предприятий (рисунок 1).

		Вид паротурбинная установка	
		АО «Томская генерация»	Группа «СГК»
Потребность	Сильная		
	Средняя		
	Слабая		

Рисунок 9 – Карта сегментирования рынка

1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направление для ее будущего повышения. Данный анализ будем проводить с помощью оценочной карты для паротурбинных установок схожих по характеристикам двух существующих заводов в России: Тп-65/75-12,8 УТЗ; ПТ-65/75-130 ЛМЗ.

Таблица 20 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф (Тп-65/75-12,8 УТЗ)	Б _{к1} (ПТ-65/75-130 ЛМЗ)	К _ф (Тп-65/75-12,8 УТЗ)	К _{к1} (ПТ-65/75-130 ЛМЗ)
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Экологичность	0,1	4	4	0,4	0,4
2. Надежность	0,1	4	4	0,4	0,4
3. Уровень шума	0,1	3	3	0,3	0,3
4. Безопасность	0,1	4	4	0,4	0,4
5. Мощность	0,1	4	4	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	5	4	0,5	0,4
2. Цена	0,2	5	4	1	0,8
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	4	0,2	0,2
4. Послепродажное обслуживание	0,1	5	4	0,5	0,4
5. Финансирование научной разработки	0,05	3	3	0,15	0,15
ИТОГО	1	41	38	4,25	3,85

Из анализа оценочной карты хорошо видно, что критерии

проектируемой разработки схожи с конкурентами, что может быть связано с ограниченным количеством заводов в данной области. Явных конкурентных преимуществ у проектируемой разработки по сравнению с другим конкурентом отсутствуют. Но важным фактором для инвесторов может рассматриваться цена проектируемой турбоустановки, которая меньше, чем у аналогичной турбины конкурентного завода.

1.3 FAST-анализ

FAST-анализ выступает как синоним функционально-стоимостного анализа. Суть этого метода базируется на том, что затраты, связанные с созданием и использованием любого объекта, выполняющего заданные функции, состоят из необходимых для его изготовления и эксплуатации и дополнительных, функционально неоправданных, излишних затрат, которые возникают из-за введения ненужных функций, не имеющих прямого отношения к назначению объекта, или связаны с несовершенством конструкции, технологических процессов, применяемых материалов, методов организации труда и т.д.

Проведение FAST-анализа предполагает шесть стадий:

1. Выбор объекта FAST-анализа;
2. Описание главной, основных и вспомогательных функций, выполняемых объектом;
3. Определение значимости выполняемых функций объектом;
4. Анализ стоимости функций выполняемых объектом исследования;
5. Построение функционально-стоимостной диаграммы объекта и ее анализ;
6. Оптимизации функций выполняемых объектом.

Стадия 1. Объектом анализа является паротурбинная установка, в которую входит подогреватель низкого давления №1, №2; подогреватель высокого давления №, 4, 5; паровая турбина; конденсатор; деэрактор; электрогенератор.

Стадия 2. Главной функцией паротурбинной установки является

выработка тепловой и электрической энергии. Основная функция паровой турбины преобразовывать потенциальную энергию сжатого и нагретого водяного пара, поступающего от котельного агрегата, в кинетическую, которая в свою очередь преобразуется в механическую работу — вращение вала турбины.

Вспомогательной функцией является пароводяной цикл установки. Всю информацию, полученную при выполнении стадии 2, представим в таблице 2.

Таблица 21 - Классификация функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Ранг функции		
			Главная	Основная	Вспомогательная
Турбина	1	Под действием пара вращение вала турбины (Функция 1)	X		
Электрогенератор	1	Выработка электрической энергии (Функция 2)	X		
Паровой котел	1	Вода преобразовывается в пар (Функция 3)		X	
Конденсатор	1	Охлаждение пара турбины (Функция 4)			X
ПНД и ПВД	5	Подогрев конденсата, воды паром из отборов турбины (Функция 5)			X

Стадия 3. Для оценки значимости функций будем использовать метод расстановки приоритетов, предложенный Блумбергом В.А. и Глуценко В.Ф. В основу данного метода положено расчетно-экспертное определение значимости каждой функции.

На первом этапе необходимо построить матрицу смежности функции.

Таблица 22 - Матрица смежности

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5
Функция 1	=	>	>	>	>
Функция 2	<	=	>	>	>
Функция 3	<	<	=	>	>
Функция 4	<	<	<	=	>
Функция 5	<	<	<	<	=

Примечание: «<» – менее значимая; «=» – одинаковые функции по значимости; «>» – более значимая.

Второй этап связан с преобразованием матрицы смежности в матрицу количественных соотношений функций.

Таблица 23 - Матрица количественных соотношений функций

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5	ИТОГО
Функция 1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	7
Функция 2	0,5	1	1,5	1,5	1,5	6
Функция 3	0,5	0,5	1	1,5	1,5	5
Функция 4	0,5	0,5	0,5	1	1,5	4
Функция 5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	3
						• 25

Примечание: 0,5 при «<»; 1,5 при «>»; 1 при «=».

Далее определим значимость каждой из функций. Для этого необходимо полученный балл по каждой из функции разделить на общую сумму баллов по всем функциям. Для функции 1 относительная значимость $7/25=0,28$; для функции 2 $6/25=0,24$; для функции 3 $5/25=0,2$; для функции 4 $4/25=0,16$; для функции 5 $3/25=0,12$. Сумма коэффициентов равняется 1, следовательно, условие выполняется.

Стадия 4-5. Анализ стоимости функций, выполняемых объектом исследования. Построение функционально - стоимостной диаграммы объекта.

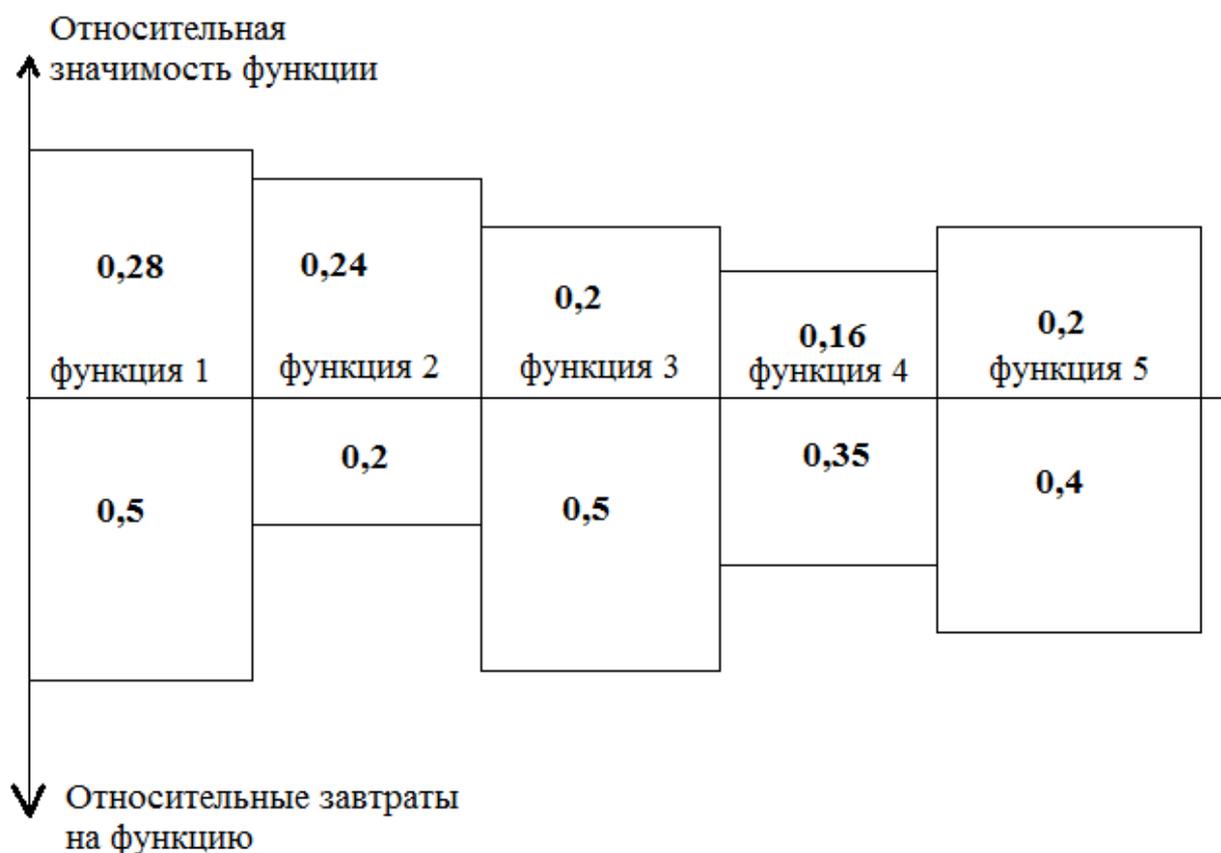


Рисунок 10 - Функционально - стоимостная диаграмма

По функционально - стоимостной диаграмме (рисунке 1) видно, что самая значимая функция является самой затратной.

Стадия 6. Предложения для оптимизации функций выполняемой объектом:

- оптимизация технических параметров;
- оптимизация параметров надежности;
- применение новых материалов;
- повышения ремонтпригодности;
- применение принципиально новых конструкторских решений.

1.4 Диаграмма Исикава

Диаграмма причины-следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) – это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления.

Область применения диаграммы:

- Выявление причин возникновения проблемы;
- Анализ и структурирование процессов на предприятии;
- Оценка причинно-следственных связей.

Построение диаграммы начинают с формулировки проблемной области/темы, которая будет являться объектом анализа. В данной работе в качестве проблемной области можно рассмотреть надежность паротурбинной установки. Именно её и будем наносить на центральную горизонтальную стрелку диаграммы.

Затем необходимо выявить факторы/группы факторов, которые влияют на объект анализа. Для выявления таких факторов используется прием 6М:

- персонал (Manpower);
- оборудование (Machine);
- сырье, материалы, комплектующие (Material);
- технология проведения работ (Method);
- средства измерения и методы контроля (Measurement);
- производственная среда (Media).

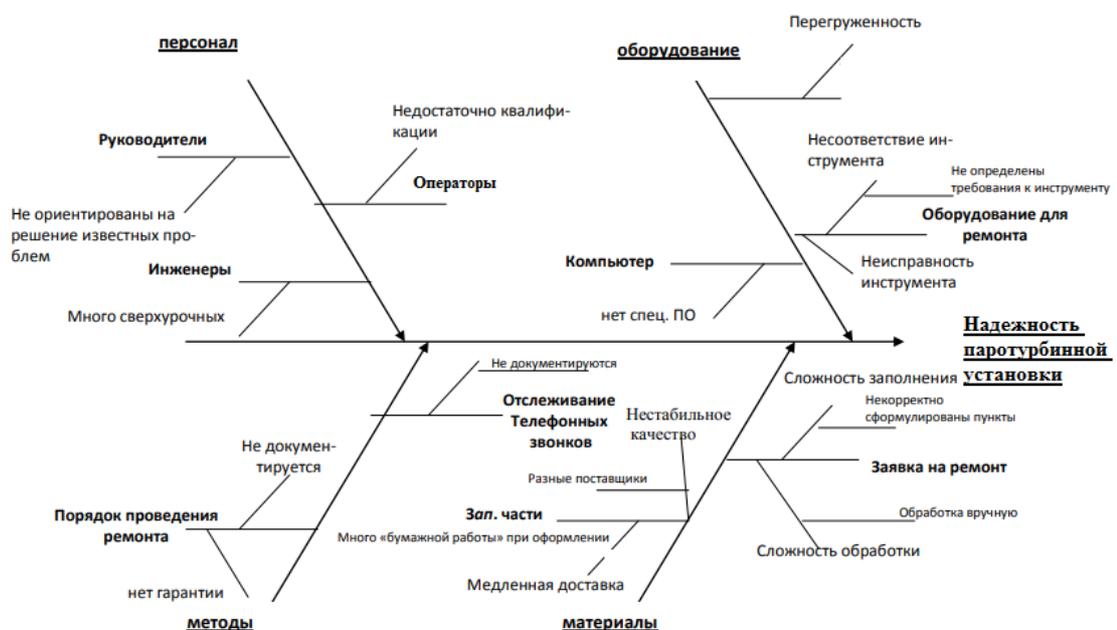


Рисунок 11 – причинно-следственная диаграмма

1.5 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны),

Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT – анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 24 - Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Появление дополнительных тепловых и электрических мощностей; С2. Замена устаревшего оборудования; С3. Экономичность и энергоэффективность; С4. Направленность на экологичность технологий; С5. Компенсация финансирования проекта из бюджета.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Дороговизна; Сл2. Длительный срок строительства; Сл3. Большой срок поставок материалов и комплектующих; Сл4. Отсутствие квалифицированного обслуживающего персонала. Сл5. Длительный срок окупаемости проекта.
Возможности: В1. Появление дополнительного спроса; В2. Получение прибыли для предприятия; В3. Надежность обновленного оборудования взамен устаревшего, выработавшего свой ресурс;		
Угрозы: У1. Нехватка финансирования; У2. Введение дополнительных требований к экологичности из-за расположения станции. У3. Строительство новой станции в городе.		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень

необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 25 – Интерактивная матрица проекта

Возможности объекта	Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4	C5
B1	+	-	-	0	0
B2	+	+	+	-	+
B3	+	+	+	+	+

В матрице пересечения сильных сторон и возможностей имеет определенный результат: «плюс» – сильное соответствие сильной стороны и возможности, «минус» – слабое соотношение.

Третий этап. Составлена итоговая матрица SWOT-анализа,

Таблица 26 - SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Появление дополнительных тепловых и электрических мощностей; С2. Замена устаревшего оборудования; С3. Экономичность и энергоэффективность; С4. Направленность на экологичность технологий; С5. Компенсация финансирования проекта из бюджета.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Дороговизна; Сл2. Длительный срок строительства; Сл3. Большой срок поставок материалов и комплектующих; Сл4. Отсутствие квалифицированного обслуживающего персонала. Сл5. Длительный срок окупаемости проекта.</p>
<p>Возможности: В1. Появление дополнительного спроса; В2. Получение прибыли для предприятия; В3. Надежность обновленного оборудования взамен устаревшего, выработавшего свой ресурс;</p>	<p>Увеличение мощностей станции с запасом покроет растущий спрос на тепловую и электрическую энергию в городе, что позволит получать предприятию больше прибыли, быстрая окупаемость проекта.</p>	<p>Обучение квалифицированных кадров; Согласование графиков выполнения работ по реконструкции турбоагрегата с подрядчиками;</p>

Продолжение Таблицы 26

<p>Угрозы: У1. Нехватка финансирования; У2. Введение дополнительных требований к экологичности из-за расположения станции. У3. Строительство новой станции в городе.</p>	<p>Реконструкция турбины по государственной программе;</p>	<p>Приобретение дополнительного оборудования для установки турбоагрегата с целью повышения экологичности.</p>
--	--	---

Таким образом, выполнив SWOT-анализ можно сделать вывод, что на данный момент сильные стороны проекта преобладают, но стоит обратить внимания на угрозы и проработать их.

1.6 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения. Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Для этого заполним таблицу 6, в которой приведен перечень вопросов необходимых для анализа данного проекта.

Таблица 27 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации.

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	5
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4

Продолжение Таблицы 27

5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	5
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	4
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	4	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	52	52

При проведении анализа по таблице 5, каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. При этом система измерения по каждому направлению (степень проработанности научного проекта, уровень имеющихся знаний у разработчика) отличаются. Так, при оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень

имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сумСП}} = \sum B_i = 52;$$

$$B_{\text{сумУЗ}} = \sum B_i = 52,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Так, если значение $B_{\text{сум}}$ получилось от 75 до 60, то такая разработка считается перспективной, а знания разработчика достаточными для успешной ее коммерциализации. Если от 59 до 45 – то перспективность выше среднего. Если от 44 до 30 – то перспективность средняя. Если от 29 до 15 – то перспективность ниже среднего. Если 14 и ниже – то перспективность крайне низкая.

По анализу данного проекта получилось $B_{\text{сум}} = 52$ как для готовности научной разработки, так и для разработчика. Данный результат позволяет сделать вывод о том, что перспективность данного проекта находится на уровне выше среднего, что говорит о среднем уровне компетенций разработчика, но есть необходимости в дальнейшем улучшении разработки.

1.7 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Выделяют следующие методы коммерциализации научных разработок.

1. Торговля патентными лицензиями, т.е. передача третьим лицам права использования объектов интеллектуальной собственности на лицензионной основе. При этом в патентном законодательстве выделяющие виды лицензий: исключительные (простые), исключительные, полные лицензии, сублицензии, опционы.

2. Передача ноу-хау, т.е. предоставление владельцем ноу-хау возможности его использовать другим лицом, осуществляемое путем раскрытия ноу-хау.

3. Инжиниринг как самостоятельный вид коммерческих операций предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

4. Франчайзинг, т.е. передача или переуступка (на коммерческих условиях) разрешения продавать чьи-либо товары или оказывать услуги в некоторых областях.

5. Организация собственного предприятия.

6. Передача интеллектуальной собственности в уставной капитал предприятия.

7. Организация совместного предприятия, т.е. объединение двух и более лиц для организации предприятия.

8. Организация совместных предприятий, работающих по схеме «российское производство – зарубежное распространение».

Для проекта, рассматриваемого в данной работе необходимо использовать метод коммерциализации научных разработок – инжиниринг. Замена турбоагрегата на станции Томской ГРЭС-2 основывается на оптимизации производственных процессов. Что предусматривает предоставление комплекса инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию на предприятии заказчика, в данном проекте Томская ГРЭС-2.

2 Инициация проекта

2.1 Цели и результат проекта

В данном разделе приведем информацию о заинтересованных сторонах проекта, иерархии целей проекта и критериях достижения этих целей.

Под заинтересованными сторонами проекта понимаются лица или организации, которые активно участвуют в проекте или интересы которых могут быть затронуты как положительно, так и отрицательно в ходе исполнения или в результате завершения проекта. Информация по заинтересованным сторонам проекта представлена в таблице 6.

Таблица 28 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Общественность	Покрытие спроса населения на тепловую энергию
Заказчик	Увеличение надежности эксплуатируемого оборудования

Таблица 29 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	Реконструкция турбины ст.№7 (Тп-65/75-12,8)
Ожидаемые результаты проекта:	Увеличение тепловой и электрической мощностей
Критерии приемки результата проекта:	Экономичность, экологичность, надежность
Требования к результату проекта:	Требование:
	Увеличение мощности
	Низкие удельные кап. затраты на производство электроэнергии

2.2 Организационная структура проекта

На данном этапе работы необходимо решить следующие вопросы: кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте. Для этого заполним таблицу 8.

Таблица 30 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1.	Орлова Мария Игоревна, ТПУ, студент	Исполнитель по проекту	Все виды расчетов схем и оборудования	266

Продолжение Таблицы 30

2.	Матвеев Александр Сергеевич, ТПУ, к.т.н. Доцент	Руководитель проекта	Координирование деятельности исполнителя проекта	266
3.	Спицына Любовь Юрьевна, ТПУ, к.э.н. Доцент	Эксперт проекта	Консультирование по вопросам финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения	12
4.	Романова Светлана Владимировна, ТПУ, старший преподаватель	Эксперт проекта	Консультирование по вопросам социальной ответственности	12

2.3 Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта». Теперь необходимо заполнить таблицу 9.

Таблица 31 - Ограничения проекта

Фактор	Ограничения / допущения
Бюджет проекта	5 000 000 т. руб.
Источники финансирования	Ограничений нет
Сроки проекта:	
Дата утверждения плана управления проектом	20.12.2018
Дата завершения проекта	31.05.2020

3 Планирование управления научно-техническим процессом

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

3.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта.



Рисунок 12 – Иерархическая структура работ по проекту

3.2 Контрольные события проекта

Для выполнения работы, составляется план. В нем подсчитывается по пунктам трудоемкость работ, количество исполнителей, участвующих в проекте, расходы и текущие затраты: заработная плата, социальные отчисления.

Таблица 32 - Контрольные события проекта

№ п/п	Контрольные события	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Изучить особенности технологических процессов Томской ГРЭС-2.	29.12.2018	Презентация, оформление часть 1 научно исследовательской работы
2	Изучить литературу и подобрать наилучший возможный вариант замещения турбины ст.№7.	19.06.2019	Презентация, оформление часть 2 научно исследовательской работы
3	Провести расчеты и подготовить чертежи проекта	24.12.2019	Презентация, оформление часть 3 научно исследовательской работы
4	Скомпоновать и подготовить отчет	Июнь 2020	Презентация, магистерская диссертация

3.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта построен календарный план-график проекта в виде диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта

Код работы (из ИСР)	Вид работ	Исполнители	Тк, кал, дн.	Продолжительность выполнения работ											
				март			апрель			май					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Выдача и получение задания	Руководитель	3	■											
2	Изучение литературы и сбор исходных материалов для проектирования	Инженер	16	■	■	■									
3	Изучение технологического процесса ГРЭС-2 и характеристик оборудования	Инженер	10			■	■	■							
4	Выбор варианта реконструкции турбинного отделения	Инженер	5				■	■	■						
5	Анализ тепловой схемы	Руководитель, инженер	4				■	■	■	■					
6	Расчет тепловой схемы паротурбинной установки	Инженер	8					■	■	■	■	■			
7	Определение давлений в отборах турбины на переменных режимах работы	Инженер	10						■	■	■	■	■		
8	Расчёт тепловой схемы на режим со сниженными параметрами	Инженер	10							■	■	■	■	■	
9	Выбор вспомогательного оборудования паротурбинной установки	Инженер	9									■	■	■	
10	Оформление чертежей	Инженер	5										■	■	
11	Анализ полученных результатов	Руководитель, инженер	3											■	■
12	Оформление работы по стандартам ТПУ	Инженер	3												■
13	Утверждение ВКР руководителем	Руководитель, инженер	1												■

■ – Инженер ■ – Руководитель

3.4 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых

расходов, необходимых для его выполнения.

Капитальные вложения в проект определяются по следующей формуле:

$$K_{np} = K_{mat} + K_{ам} + K_{зп} + K_{со} + K_{пр} + K_{нр} \text{ руб.},$$

где K_{mat} – материальные затраты, руб.;

$K_{ам}$ – амортизация компьютерной техники, руб.;

$K_{зп}$ – затраты на заработную плату, руб.;

$K_{со}$ – затраты на социальные нужды;

$K_{пр}$ – прочие затраты, руб.;

$K_{нр}$ – накладные расходы, руб.

Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов)

К материальным затратам относятся затраты на приобретение канцелярских товаров, принимаются в размере 3000 руб.

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

При разработке проекта использовалась компьютерная техника, в связи с этим необходимо рассчитать амортизацию от её использования.

Таблица 33 - Основные фонды при выполнении проекта

Вид техники	Количество, ед.	Стоимость, руб.	Норма амортизации, %
Ноутбук	1	48000	20
Принтер	1	4600	20

Затраты на амортизацию основных фондов рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{ам} = \frac{T_{исп.кт}}{T_{кал}} \cdot Ц_{кт} \cdot \frac{1}{T_{сл}}, \text{ руб.},$$

где $T_{исп.кт}$ – время использования компьютерной техники, $T_{исп.кт} = 84$ дней;

$T_{кал.}$ – календарное время, (365 дней);

$Ц_{кт.}$ – стоимость компьютерной техники, (48000) руб.;

$T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники, 5 лет;

$$K_{ам.ком.} = \frac{84}{365} \cdot 48000 \cdot \frac{1}{5} = 2209 \text{ руб.};$$

$$K_{ам.прин.} = \frac{10}{365} \cdot 4600 \cdot \frac{1}{5} = 25 \text{ руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$K_{ам.} = K_{ам.ком.} + K_{ам.прин.} = 2209 + 25 = 2234 \text{ руб.}$$

Затраты на заработную плату

В состав затрат на оплату труда включаются:

- выплаты заработной платы за фактически выполненные работы, исходя из должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии нормами и системами оплаты труда;
- выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда;
- оплата в соответствии с действующим законодательством очередных и дополнительных отпусков;

Общая заработная плата рассчитывается по формуле:

$$K_{ЗП} = ЗП_{рук.} + ЗП_{инж.}, \text{ руб.},$$

где $ЗП_{рук.}$ – заработная плата научного руководителя;

$ЗП_{инж.}$ – заработная плата инженера.

Месячная заработная плата:

$$ЗП_{мес.} = ЗП_о \cdot K_1 \cdot K_2, \text{ руб.},$$

где $ЗП_о$ – месячный оклад: научного руководителя $ЗП_{рук.} = 27500 \text{ руб.};$

инженера $ЗП_{инж.} = 18000 \text{ руб.};$

K_1 – коэффициент, учитывающий отпуск, $K_1 = 10\%$;

K_2 – районный коэффициент, для города Томска $K_2 = 30\%$.

Месячная заработная плата научного руководителя:

$$ЗП_{мес} = 27500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 39325 \text{ руб.}$$

Месячная заработная плата инженера:

$$ЗП_{мес} = 18000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 25740 \text{ руб.}$$

Расчет дневных ставок:

$$ЗП_{он} = \frac{ЗП_{мес}}{Д}, \text{ руб.},$$

где Д – количество рабочих дней в месяце, (21 день).

Дневная ставка научного руководителя:

$$ЗП_{он} = \frac{39325}{21} = 1872,6 \text{ руб.}$$

Дневная ставка инженера:

$$ЗП_{он} = \frac{25740}{21} = 1225,7 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы согласно затраченному времени на выполнение ВКР:

$$ЗП_{рук.} = 1872,6 \cdot 11 = 20598,6 \text{ руб.};$$

$$ЗП_{инж.} = 1225,7 \cdot 84 = 102958,8 \text{ руб.}$$

Затраты на общую заработную плату:

$$K_{ЗП} = 20598,6 + 102958,8 = 123557,4 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды

Данная статья отражает обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования. Затраты на социальные нужды рассчитываются как доля 30% от затрат на оплату труда:

$$K_{СО} = 0,3 \cdot K_{ЗП}, \text{ руб.},$$

$$K_{СО} = 0,3 \cdot 123557,4 = 37067,2 \text{ руб.}$$

Научные и производственные командировки

К прочим затратам себестоимости проекта относятся налоги, отчисления во внебюджетные фонды, затраты на командировки и т.д. Прочие затраты рассчитываются как 10% от суммы материальных затрат, затрат на заработную плату и отчислений на социальные нужды, амортизационных отчислений:

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (K_{mat} + K_{ам} + K_{ЗП} + K_{СО}),$$

$$K_{np} = 0,1 \cdot (3000,0 + 2234,0 + 123557,4 + 37067,2) = 16585,86 \text{ руб.}$$

Накладные расходы

В стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200% от затрат на оплату труда:

$$K_{np} = 2 \cdot K_{зп}, \text{ руб.},$$

$$K_{np} = 2 \cdot 123557,4 = 247114,8 \text{ руб.}$$

Общие капитальные вложения в проект составит:

$$K_{np} = 3000 + 2234 + 123557,4 + 37067,2 + 16585,86 + 247114,8 = 429559,3 \text{ руб.}$$

Полученные данные сведены в таблице 13.

Таблица 34 - Смета затрат на проектирование

Элементы затрат	Стоимость, руб.
Материальные затраты, K_{mat}	3000
Амортизация компьютерной техники, $K_{ам}$	2234
Затраты на заработную плату, инженера и научного руководителя, $K_{зп}$	123557,4
Затраты на социальные нужды, $K_{со}$	37067,2
Прочие затраты, $K_{пр}$	16585,86
Накладные расходы, K_{np}	247114,8
Итого, K_{np}	429557,3

3.5 Организационная структура

Организационная структура для данного проекта выбрана проектная: Степень неопределенности условий реализации проекта – высокая; Технология проекта – новая; Сложность проекта – высокая; Взаимозависимость между отдельными частями проекта – высокая; Критичность фактора времени (обязательства по срокам завершения работ) – высокая; Взаимосвязь и взаимозависимость проекта от организаций более высокого уровня – низкая.

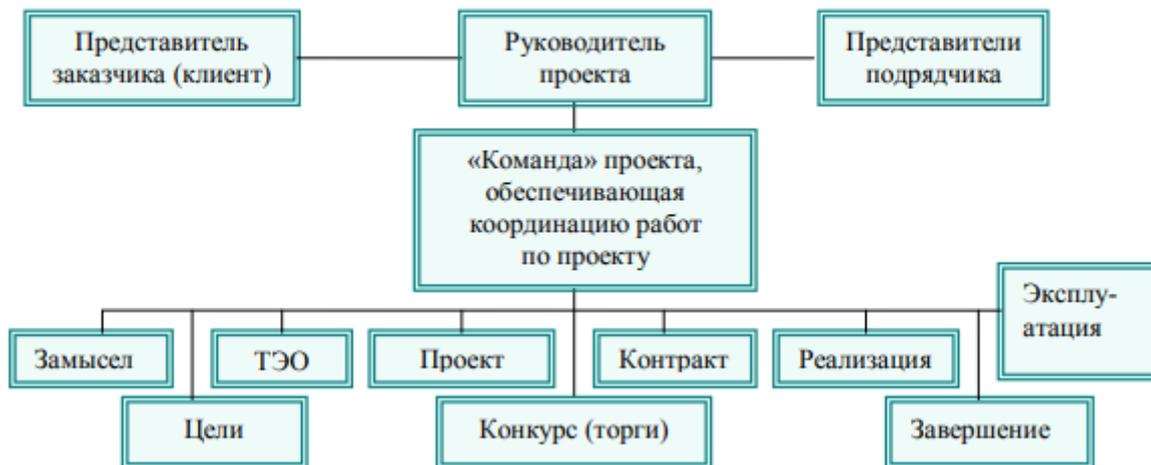


Рисунок 13 - Проектная структура проекта

3.6 Матрица ответственности

Для распределения ответственности между участниками проекта формируется матрица ответственности.

Таблица 35 - Матрица ответственности

Этапы проекта	Инженер/ студент группы 5БМ84	Руководител ь проекта/ ТПУ, к.т.н. Доцент	Эксперт проекта/ ТПУ, к.э.н. Доцент	Эксперт проекта/ старший преподаватель ТПУ
Выдача и получение задания	И	О		
Изучение литературы и сбор исходных материалов для проектирования	И	О		
Изучение технологического процесса ГРЭС-2 и характеристик оборудования	И	О		
Выбор варианта реконструкции турбинного отделения	И	О		
Анализ тепловой схемы	И	О		
Расчет тепловой схемы паротурбинной установки	И	О		
Определение давлений в отборах турбины на переменных режимах работы	И	О		

Продолжение Таблица 35

Расчёт тепловой схемы на режим со сниженными параметрами	И	О		
Выбор вспомогательного оборудования паротурбинной установки	И	О		
Оформление чертежей	И	О		
Анализ полученных результатов	И	О		
Оформление работы по стандартам ТПУ	И	О	С	С
Утверждение ВКР руководителем	И	О	С	С

3.7 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта.

Таблица 36 - План управления коммуникациями

№ п/п	Какая информация предоставляется	Кто передает информацию	Кому передается информация	Когда передает информацию
1	Обмен информацией о текущем состоянии проекта	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Ежемесячно
2	Предоставление промежуточных отчетов	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Раз в полгода
3	О выполнении проектной работы	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	За две недели до дня контрольного события

3.8 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты.

Таблица 37 - Реестр рисков

№	Риск	Потенциальное воздействие	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска*	Способы смягчения риска	Условия наступления
1	Нестабильное финансирование	Отказ от реализации проекта	2	2	Средний	Поддержка по госпрограмме	Спад экономической стабильности в стране

Продолжение Таблица 37

2	Технические ошибки	Установленное оборудование не эксплуатируется	1	1	Низкий	Детальное изучение технологического процесса	Ошибки в проектировании
3	Изменение ситуации на рынке	Реконструкция турбоагрегата не требуется	1	1	Низкий	Замена изношенного оборудования на новое	Строительство новой станции в городе

4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность.

Показатели социальной эффективности учитывают экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более)

вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}},$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} - стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{\max} - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Так как разработка имеет одно исполнение, то:

$$I_{\phi}^{pn} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{429557,3}{429557,3} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Для аналогов (с использованием ПО, которое стоит 10000 руб и 15000 руб) соответственно:

$$I_{\phi}^{pa1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{439557,3}{429557,3} = 1,02;$$

$$I_{\phi}^{pa2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{444557,3}{429557,3} = 1,03.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p$$

где I_m - интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i - весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a , b_i^p - бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n - число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности будем проводить в форме таблицы представленной ниже.

Таблица 38 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	3
3. Экологичность	0,2	5	4	4
4. Энергосбережение	0,2	5	3	3
5. Надежность	0,25	5	5	5
6. Материалоемкость	0,1	5	3	3
ИТОГО	1	5	4,05	3,8

$$I_{mn} = 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 = 5$$

$$\text{Аналог 1} = 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,1 = 4,05$$

$$\text{Аналог 2} = 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,1 = 3,8$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналогов:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^{pn}} = \frac{5}{1} = 5;$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{pa1}} = \frac{4,05}{1,02} = 3,97;$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{pa2}} = \frac{3,8}{1,03} = 3,68.$$

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^{ra1}}{I_{финр}^{rp}} = \frac{4,3}{4,55} = 0,94;$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^{ra2}}{I_{финр}^{rp}} = \frac{3,96}{4,55} = 0,87.$$

Таблица 39 - Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1.	Интегральный финансовый показатель разработки	1,02	1,03	1
2.	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,05	3,8	5
3.	Интегральный показатель эффективности	3,97	3,68	5
4.	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,794	0,736	1

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило выбрать эффективный вариант решения поставленной в магистерской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

4.2 Оценка абсолютной эффективности реализации исследования

Анализ капиталовложений по реконструкции турбоагрегата.

Принимаем коэффициенты использования установленной мощности для турбоагрегата равными коэффициентам использования мощности станции ежемесячно, приведенным к коэффициенту использования установленной электрической мощности в январе месяце (принимаем его равным 1). Тогда:

$$\delta_T^T = \delta_T^{Cm} \cdot 1,37064; \quad \delta_{\mathcal{E}}^T = \delta_{\mathcal{E}}^{Cm} \cdot 1,37064.$$

Таблица 40 - Коэффициенты использования тепловой и электрической мощности турбины по месяцам года

Месяц	1	2	3	4	5	6
$\delta_{\mathcal{E}}^T$	1,000	0,951	0,770	0,576	0,437	0,442
δ_T^T	0,910	0,890	0,692	0,517	0,308	0,196
Месяц	7	8	9	10	11	12
$\delta_{\mathcal{E}}^T$	0,394	0,449	0,408	0,680	0,745	0,876
δ_T^T	0,190	0,200	0,259	0,568	0,708	0,795

Данный проект реконструкции подразумевает наличие нескольких основных этапов: разработка проектной документации (инженерные изыскания), демонтаж существующего оборудования и конструкций и монтаж новых. Как правило, данные этапы следуют один за другим. Капиталовложения в реконструкцию также планируем выделять поэтапно. К моменту планируемого окончания монтажа и ввода в эксплуатацию средства, выделяемые на данные этапы, следует проиндексировать с учётом инфляции за время от даты выделения средств до даты начала эксплуатации.

Общий срок реконструкции принимаем $C_{рек} = 21$ мес.

Рассчитаем экономические показатели для варианта с реконструкцией турбоагрегата, котлоагрегата и паропроводов.

Принимаем затраты и сроки этапов реконструкции, срок выделения средств от начала реконструкции:

- демонтаж котельного оборудования и паропроводов: срок проведения – 4 месяца, затраты $Z_k^{\partial} = 75$ млн. руб., срок выделения средств от начала реконструкции $C_k^{\partial} = 0$;

- покупка котельного оборудования и паропроводов: дата проведения – за 2 месяца до начала монтажных работ мес., затраты $Z_k^n = 200$ млн. руб., срок выделения средств от начала реконструкции $C_k^n = 4 - 2 = 2$ мес.;

- монтаж котельного оборудования и паропроводов: срок проведения – 6 месяцев, затраты $Z_k^m = 125$ млн. руб., срок выделения средств от начала реконструкции $C_k^m = 4$ мес.;

- демонтаж турбоагрегата: срок проведения – 8 месяцев, затраты $Z_T^{\partial} = 300$ млн. руб. срок выделения средств от начала реконструкции $C_T^{\partial} = 0$;

- монтаж турбоагрегата и вспомогательного оборудования: срок проведения – 13 месяцев, затраты $Z_T^m = 200$ млн. руб., срок выделения средств от начала реконструкции $C_T^m = 8$;

- покупка турбоагрегата и вспомогательного оборудования к нему: срок – за 3 месяца до начала монтажных работ, затраты $Z_T^n = 800$ млн. руб. срок выделения средств от начала реконструкции $C_T^M = 5$.

Принимаем годовую инфляцию постоянной, на весь срок реконструкции и окупаемости и равной 15%. Если не брать в расчёт другие риски, тогда можно сказать о том, что ставка дисконта будет равна годовой инфляции.

Тогда усредненный месячный коэффициент инфляции:

$$\delta_{II}^{мес} = \sqrt[12]{\delta_{II}^{год}} = \sqrt[12]{1,15} = 1,011715$$

Проиндексируем издержки на этапы реконструкции на момент её окончания:

–на демонтаж котельного оборудования:

$$I_K^d = Z_K^d \cdot \delta_{II}^{мес}^{(C_{рек} - C_K^d)} = 85 \cdot 1,011715^{21-0} = 95,782 \text{ млн. руб.};$$

–на покупку котельного оборудования и паропроводов:

$$I_K^n = Z_K^n \cdot \delta_{II}^{мес}^{(C_{рек} - C_K^n)} = 200 \cdot 1,011715^{21-2} = 249,537 \text{ млн. руб.};$$

–на монтаж котельного оборудования:

$$I_K^M = Z_K^M \cdot \delta_{II}^{мес}^{(C_{рек} - C_K^M)} = 125 \cdot 1,011715^{21-4} = 152,37 \text{ млн. руб.};$$

–на демонтаж турбоагрегата:

$$I_T^d = Z_T^d \cdot \delta_{II}^{мес}^{(C_{рек} - C_T^d)} = 300 \cdot 1,011715^{21-0} = 383,127 \text{ млн. руб.};$$

–на покупку турбоагрегата:

$$I_T^n = Z_T^n \cdot \delta_{II}^{мес}^{(C_{рек} - C_T^n)} = 800 \cdot 1,011715^{21-5} = 963,874 \text{ млн. руб.};$$

–на монтаж турбоагрегата:

$$I_T^M = Z_T^M \cdot \delta_{II}^{мес}^{(C_{рек} - C_T^M)} = 200 \cdot 1,011715^{21-8} = 232,694 \text{ млн. руб.}$$

Поскольку заменяемый турбоагрегат практически исчерпал парковый ресурс, недополучение прибыли от его мощностей, выбывающих из генерации не учитываем.

Суммарные издержки, индексированные на момент окончания реконструкции:

$$I = I_{\kappa}^{\delta} + I_{\kappa}^n + I_{\kappa}^M + I_T^{\delta} + I_T^n + I_T^M;$$

$$I = 95,782 + 249,537 + 152,37 + 383,127 + 963,874 + 232,694 = 2077,384 \text{ млн. руб.}$$

Расходы удельного топлива на отпуск уже рассчитаны и составляют:

$$b_m^{omn} = 37,82 \text{ кг у.т./ГДж} = 37,82 \cdot 4,1868 = 158,345 \text{ кг у.т./ГКал};$$

$$b_{\text{э}}^{omn} = 166,01 \text{ г у.т./кВт·ч};$$

Принимаем, что топливом будет являться уголь. Используемый на станции уголь имеет калорийность 4900 ккал/кг. Рассчитаем коэффициент теплотворной способности топлива, приведенный к условному топливу:

$$K_Q = \frac{7000}{Q_n^p} = \frac{7000}{4900} = 1,429;$$

Принимаем стоимость топлива, используемого на станции, с учетом транспортных издержек на дату введения в эксплуатацию оборудования $C_T = 2100$ руб/т.

Тогда стоимость, приведенная к условному топливу, с учётом потерь при транспортировке составит:

$$C_{\text{УТ}} = C_T \cdot K_Q \cdot \left(1 + \frac{\lambda_{\text{пот}}}{100}\right) = 2100 \cdot 1,429 \cdot \left(1 + \frac{5}{100}\right) = 3150 \text{ руб/т у. т.};$$

где $\lambda_{\text{пот}}$ – процент потерь топлива при перевозке железнодорожным транспортом, выгрузке вагонов хранения и т. д. $\lambda_{\text{пот}} = 5\%$.

Расчёт отпуска тепловой и электрической энергии и затраченного на них топлива.

Отпускаемая электрическая энергия (без учета потерь в сетях) турбоагрегатом в январе составит:

$$N_{\text{э}}^1 = \delta_{\text{э}}^T \cdot N_{\text{э}}^{\text{усм}} \cdot 24 \cdot n_1 \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 64,93 \cdot 24 \cdot 31 \cdot 10^{-3} = 48,308 \text{ млн. кВт·ч};$$

Отпуск тепла турбоагрегата в январе составит:

$$Q_{\text{от}}^1 = \delta_T^T \cdot Q_{\text{от}}^{\text{усм}} \cdot 24 \cdot n_1 \cdot 10^{-3} = 0,91 \cdot 107,8 \cdot 24 \cdot 31 \cdot 10^{-3} = 72,974 \text{ тыс. Гкал};$$

Расход топлива на отпуск электроэнергии в январе:

$$G_T^{\text{эл}} = N_{\text{э}}^1 \cdot b_{\text{э}}^{omn} = 48,308 \cdot 166,01 = 8019,6 \text{ т. у. т.};$$

Расход топлива на отпуск тепла в январе:

$$G_T^{T1} = Q_{OT}^1 \cdot b_m^{omn} = 72,974 \cdot 158,345 = 11555,0 \text{ т. у. т.};$$

Аналогичным образом определим эти параметры для всех остальных месяцев. При этом, поскольку в летние месяцы теплофикационные отборы мало нагружены и следовательно расход удельного топлива на выработку электроэнергии становится выше, примем увеличение b_9^{omn} для этих месяцев на 75%.

Расчёт срока окупаемости. Принимаем отпускные тарифы на тепловую и электрическую энергию: Расходы на амортизацию, зарплату персонала и прочие расходы принимаем $I_9^1 = 4$ млн. руб./мес. (приведенные для одного турбоагрегата). В понятие «прочих расходов» входят затраты на вспомогательные материалы, текущий ремонт, услуги своих вспомогательных производств, общестанционные расходы и др. Индексацию этих затрат проводим ежегодно, в первом месяце, на процент инфляции.

Принимаем, что заёмные средства использоваться не будут (целевое инвестирование).

Принимаем тарифы на отпуск электроэнергии – 1,2 руб/кВт, на отпуск тепловой энергии – 0,855 тыс. руб./Гкал.

Индексацию тарифов на электрическую и тепловую энергию принимаем с 1 июля каждого года. Процент индексации тарифа на э/э принимаем равным проценту годовой инфляции. Процент индексации тарифа на т/э принимаем равным 0,75 от процента годовой инфляции.

Индексацию цен на топливо и его транспортировку принимаем ежемесячно. Процент годовой инфляции цены топлива принимаем равным 1/3 от процента годовой инфляции. Тогда месячный коэффициент инфляции цен на топливо и его транспортировку составит:

$$\delta_T^{мес} = \sqrt[12]{\frac{1}{3}(\delta_I^{год} - 1) + 1} = \sqrt[12]{\frac{1}{3}(1,15 - 1) + 1} = 1,00407.$$

Индексируем цену на в пересчете на условное топливо:

$$C_{YT}^1 = C_{YT} \cdot \delta_T^{мес} = 3150 \cdot 1,00407 = 3162,83 \text{ руб/т.у.т.}$$

Затраты на топливо в первом месяце:

$$Z_{YT}^1 = C_{YT}^1 \cdot (G_T^{\mathcal{E}1} + G_T^{T1}) \cdot 10^{-6};$$

$$Z_{YT}^1 = 3162,83 \cdot (8019,583 + 11555,018) \cdot 10^{-6} = 61,911 \text{ млн.руб.}$$

Выручка от продаж тепловой и электрической энергии в первом месяце:

$$B_{T+\mathcal{E}}^1 = N_{\mathcal{E}}^1 \cdot C_{\mathcal{E}}^1 + Q_{OT}^1 \cdot C_{OT}^1 = 48,308 \cdot 1,2 + 75,194 \cdot 0,855 = 120,362 \text{ млн. руб.}$$

Балансовая прибыль с учётом эксплуатационных издержек:

$$P_B^1 = B^1 - Z_{YT}^1 - I_{\mathcal{E}}^1 = 120,362 - 61,911 - 4 = 54,451 \text{ млн. руб.}$$

Чистая прибыль с учетом налогов:

$$P_q^1 = P_B^1 \cdot 0,76 = 54,451 \cdot 0,76 = 41,383 \text{ млн. руб.}$$

Проиндексируем капитальные издержки на реконструкцию на конец первого месяца:

$$I^1 = I \cdot \delta_T^{мес} = 2077,384 \cdot 1,01772 = 2097,309 \text{ млн. руб.}$$

Разница между чистой прибылью и индексированными капитальными издержками (их переходящего остатка с предыдущего месяца) позволит нам оценить окупаемость проекта. Окупаемость проекта наступит тогда, когда разница между ними станет положительна ($ЧДД > 0$).

$$ЧДД^1 = P_q^1 - I^1 = 41,383 - 2097,309 = -2055,93 \text{ млн. руб.}$$

Переходящий остаток на следующий месяц с учётом индексации:

$$I^2 = -ЧДД^1 \cdot \delta_{II}^{мес} = 2055,93 \cdot 1,011715 = 2080,015 \text{ млн. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем показатели для всех месяцев чтобы определить сроки окупаемости проектов (при сниженных параметрах пара затраты на реконструкцию котельного оборудования и паропроводов принимаем ноль).

Принимая расчётный срок окупаемости равным семи годам, определим ЧДД на конец этого срока, произведя расчёт для двух режимов. На основании полученных данных можно определить внутреннюю норму доходности данного проекта. $ВНД_{90} = 37\%$; $ВНД_{130} = 24\%$. По результатам расчёта при

заданных выше условиях окупаемость проекта с реконструкцией и турбоагрегата и котлоагрегата составляет 80 месяцев или 6,66 года. Проект с реконструкцией только турбоагрегата (при режиме работы на сниженных параметрах) окупается за 71 месяц или 5,92 года.

Социальная ответственность

Введение

В данной работе рассматриваются пути совершенствования технологических процессов на электростанции города Томска ГРЭС-2. Реконструкция станции необходима для увеличения выработки тепловой и электрической энергии потребителям. Увеличение тепловой энергии осуществляется за счет установки новой турбины ст.№7.

Эксплуатация турбины осуществляется оперативным персоналом. Рабочее место машиниста паровых турбин располагается в турбинном цехе, поэтому необходимо провести исследование на выявления вредных и опасных факторов в процессе эксплуатации этого оборудования. Рабочее место машиниста располагается на щите управления, это помещение огорожено с трех сторон стенами и с четвертой стороны двойным стеклом для обзора турбины. Внутри помещения имеется рабочий стол и кресло для работы за компьютером. На компьютере через специальную программу выводятся все показания средств измерений о работе турбины. В случае нарушений в работе турбины машинист должен сообщить об этом начальнику смены турбинного цеха.

Данное исследование поможет в разработке, как должностной инструкции, так и для составления раздела техники безопасности.

1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Персонал, обслуживающий котельные и турбинные установки, работающие на природном газе, и газовое хозяйство, кроме требований, изложенных в Правилах техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, должен знать соответствующие разделы Правил безопасности в газовом хозяйстве и выполнять их требования.

Весь персонал должен быть обеспечен по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты в соответствии с характером выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы.

Персонал должен работать в спецодежде, застегнутой на все пуговицы. На одежде не должно быть развевающихся частей, которые могут быть захвачены движущимися (вращающимися) частями механизмов. Засучивать рукава спецодежды и подворачивать голенища сапог запрещается.

При работах с ядовитыми и агрессивными веществами, расшлаковке поверхностей нагрева котлов и турбин, спуске горячей золы из бункеров, а также при выполнении электрогазосварочных, обмуровочных, изоляционных работ, разгрузке и погрузке сыпучих и пылящих материалов брюки должны быть надеты поверх сапог.

При нахождении в помещениях с действующим энергетическим оборудованием, в колодцах, камерах, туннелях, на строительной площадке и в ремонтной зоне весь персонал должен надевать застегнутые подбородным ремнем защитные каски. Волосы должны убираться под каску.

Весь производственный персонал должен быть практически обучен приемам освобождения человека, попавшего под напряжение, от действия электрического тока и оказания ему доврачебной помощи, а также приемам оказания доврачебной помощи пострадавшим при других несчастных случаях.

На предприятии должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории предприятия к месту работы и планы эвакуации на случай пожара или аварийной ситуации.

Находиться на территории электростанции и в производственных помещениях предприятия лицам, не имеющим отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих лиц запрещается.

Все подходы и проезды, входы и выходы как внутри производственных помещений и сооружений, так и снаружи на примыкающей к ним территории должны быть освещены, свободны и безопасны для движения пешеходов и транспорта. Загромождение проходов и проездов или использование их для складирования грузов запрещается.

Проходы, проезды, переходы, а также лестницы, площадки и перила к ним следует всегда содержать в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе – очищать от снега и льда и посыпать песком. Территорию мазутного хозяйства внутри обвалования, а также сливные устройства необходимо очищать после каждого снегопада.

На предприятии (в цехе, на участке) должен иметься план с указанием на нем ремонтных площадок и допустимых на них нагрузок. В цехах (на участках) должны быть четко обозначены границы площадок, а на табличках указаны допустимые нагрузки на них.

Для освещения помещений, в которые не исключено проникновение горючего газа, паров взрывоопасных веществ, должна применяться взрывозащищенная осветительная арматура.

В производственных помещениях должны быть выполнены аварийное освещение и сеть освещения на 12 В.

Концентрация горючего газа в помещении не должна превышать 1/5 нижнего предела его воспламеняемости. Пределы воспламеняемости горючих газов в воздухе нормируются.

В производственных помещениях вблизи рабочих мест должны быть фонтанчики (или емкости) с питьевой водой, соответствующей требованиям санитарных норм.

Все горячие части оборудования, трубопроводы, баки и другие элементы, прикосновение к которым может вызвать ожоги, должны иметь тепловую изоляцию. Температура на поверхности изоляции при температуре окружающего воздуха 25 °С должна быть не выше 45 °С.

Элементы оборудования, расположенные на высоте более 1,5 м от уровня пола (рабочей площадки), следует обслуживать со стационарных площадок с ограждениями и лестницами.

Лестницы и площадки должны быть ограждены перилами высотой не менее 1,1 м с бортовым элементом по низу перил высотой менее 0,14 м. Расстояние от уровня площадки до верхнего перекрытия должно быть не менее 2 метров.

В цехах, подразделениях, отделах проводятся работы с персоналом в соответствии с Порядком работы с персоналом в АО «Томская генерация».

2 Производственная безопасность

Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей

Работа на производстве может сопровождаться опасными (вызывающими травмы) и вредными (вызывающими профессиональные заболевания или снижение работоспособности) производственными факторами. Безопасностью труда принято называть такое состояние условий труда, при котором отсутствует возможность воздействия на человека опасных факторов.

Работы по эксплуатации технологических установок являются особо ответственными. Они связаны с опасными факторами ожога людей, поражением электрическим током, загоранием горючих веществ, поэтому требуют большого внимания и осторожности.

Охрана труда на ТЭС, в основном, направлена на предотвращение производственного травматизма и создание оптимальных условий труда. Все работы должны производиться в строгом соответствии с правилами безопасности.

Таблица 41 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Превышение уровня шума и вибрация	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданиях и территории застройки; СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданиях.
2. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

Продолжение Таблица 41

3. Повышенное содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 30331.8-95 Электроустановки зданий. Требования по обеспечению безопасности. Общие требования по применению мер защиты для обеспечения безопасности. Требования по применению мер защиты от поражения электрическим током

Превышение уровня шума

Источниками шума на станциях являются паровые турбины, котлы, генераторы, тягодутьевые машины, мельницы, компрессоры, насосы, трубопроводы, то есть вращающиеся механизмы и агрегаты большой мощности, ручной виброинструмент.

В энергетике, особенно в турбинном цехе электростанции, вопросы борьбы с шумом имеют очень большое значение. Утомление рабочих и операторов из-за сильного шума увеличивает число ошибок при работе, способствует возникновению травм. Повышенный шум оборудования влияет и на здоровье человека в целом, на его нервную, сердечнососудистую систему, репродуктивную функцию, вызывает раздражение, нарушение сна.

Шумом является нежелательный для человека звук. При распространении звуковой волны происходит перенос энергии как слышимой человеком области частот, так и в области ультразвука, так же отрицательно

влияющей на здоровье. По временным характеристикам шум подразделяется на постоянный и непостоянный. ГОСТ 12.1.113 – 83 устанавливает предельно – допустимые условия шума на рабочих местах.

С целью защиты персонала от шума производят уменьшение шума в источнике. На особо шумных электродвигателях, редукторах установлены противозумовые кожухи, на соединениях между деталями различных аппаратов использованы прокладочные материалы и упругие вставки для исключения передачи колебаний. Стены мельниц обложены демпфирующим материалом. Уровень звуковой мощности источников аэродинамического шума регламентирован по СНиП, по этому источнику производится постоянный его контроль.

Персонал использует противозумные вкладыши – беруши и наушники. Большую часть рабочего времени персонал находится на ГЩУ, отделенном от турбинного отделения двойными стеклянными перегородками. Маршруты обхода строятся таким образом, чтобы обходчики могли находиться минимальное время в наиболее шумных местах.?

Превышение уровня вибрация

Источником вибрации являются вращающиеся механизмы и агрегаты большой мощности. В паровой турбине причинами вибрации могут быть потоки пара, вращающиеся механизмы, колеблющиеся детали. В работающей турбине вибрирует в той или иной степени каждая деталь. Так как станция построена в 1945 году некоторые турбинные агрегаты эксплуатируется долгие годы, а чем старше оборудование, тем больше вибрация, так как оборудование изнашивается.

В энергетике, особенно в турбинном цехе электростанции, вопросы борьбы с вибрацией имеет очень большое значение. Длительное воздействие вибрации на человека может привести к развитию профессиональных патологий. При действии на организм вибрации также страдает в первую очередь нервная система, может возникать головная боль, головокружение.

Нормы вибрации машин и оборудования, влияющих на вибрационную

безопасность труда, установлены в НТД и другой документации.

Нормы вибрации машин должны обеспечиваться и гарантироваться их изготовителями и удостоверяются контрольными службами, уполномоченными проверять показатели безопасности машин.

С целью защиты персонала от вибрации в турбинном цехе можно предусмотреть дистанционное управление, использование автоматики в технологических процессах. Как способ по уменьшению вибрационной силы следуют наносить на вибрирующие поверхности упруговязкие материалы. Необходимо распределять производственные задачи таким образом, чтобы продолжительность воздействия вибрации не превышала допускаяющих значений 15 – 20 минут. Устраивать дополнительные регламентированные перерывы

Персонал использует для защиты рук и ног от вибрации специальные защитные перчатки, прокладки, вкладыши, защитную обувь, стельки. Маршруты обхода оборудования строятся таким образом, чтобы находиться минимальное время в наиболее опасных местах.

Отклонение показателей микроклимата

Нагретые поверхности котлов, паропроводов, турбин излучают тепловую энергию. Применяются следующие способы защиты от теплоты (избыточной): теплоизоляция горячих поверхностей; экранирование источников излучения поглощающими и отражающими теплоту материалами; воздушные души и вентиляция; защитная одежда; ограничение длительности работы при больших тепловых нагрузках с обязательными перерывами отдыха.

Способность организма человека регулировать теплообмен тела с окружающей средой, поддерживая неизменной температуру, называется терморегуляцией.

Температура, относительная влажность, скорость движения воздуха возле тела человека, а также температура стен и окружающих предметов образуют микроклимат на рабочем месте.

Установлены нормы оптимального микроклимата в рабочей зоне:

Таблица 42 – Нормы оптимального микроклимата в рабочей зоне при относительной влажности 40-60%

Сезон года, температура наружного воздуха	Категория работы	Температура рабочей зоне, °С	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный переходной; менее +10°С	Легкая 1	20-23	0,2
	Средней тяжести 2а	18-20	0,2
	Средней тяжести 2б	17-19	0,3
	Тяжелая 3	16-18	0,3
Теплый +10°С и более	Легкая 1	22-25	0,2
	Средней тяжести 2а	21-23	0,3
	Средней тяжести 2б	20-22	0,4
	Тяжелая 3	18-20	0,5

Допустимая область влажности воздуха 40-75%. При влажности более 75% затрудняется испарение пота, менее 40% пересыхают слизистые оболочки.

Допустимая скорость подвижности воздуха 0,2 – 1 м/с. Застойный воздух затрудняет конвекцию, слишком подвижный вызывает сквозняк.

Рабочее место машиниста турбинного цеха относится к категории работ средней тяжести и соответствует нормам, установленным по температуре в рабочей зоне и скорости движения воздуха.?

Повышенное содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Основным источником загрязнения воздуха рабочей зоны в турбинном цехе является испарения от турбинного масла. Масло в турбине защищает смазываемые узлы от износа, защищает подшипники вала турбины и генератора, также масло используется в качестве гидравлической жидкости в системах управления и безопасности. Испарения турбинного масла могут быть от маслоохладителей, маслонасосов, масляных баков.?

Для уменьшения утечек вредных веществ в окружающую среду непосредственно из источника их возникновения необходимы надежная герметизация насосов, компрессоров, транспортеров.

Наиболее частыми проблемами со здоровьем у рабочих являются аллергии в виде раздражений на коже, ринит, конъюнктивит, зуд в носу и горле, приступообразный кашель возникающие вследствие вдыхания масляных паров. В Турбинном цехе запрещено работать людям имеющим заболевание хронической астмой. А в тяжелых случаях под действием этого фактора может даже развиться рак бронхов или легких.

Для минимизации вреда от применения масляных жидкостей на человека в процессе эксплуатации оборудования, необходимо перейти на использование более экологически безопасных эмульсий, правильно обустроить цеховую приточно-вытяжную вентиляцию, установить на оборудовании системы защитные кожухи или экраны, можно использовать фильтры масляного тумана и паров, обеспечивать рабочих спецодеждой и средствами индивидуальной защиты.?

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Из общего объема информации человек получает через зрительный канал около 80%. Качество поступающей информации во многом зависит от освещения: неудовлетворительное количественное или качественное, оно не только утомляет зрение, но и вызывает утомление всего организма в целом. Нерациональное освещение может, кроме того, являться причиной травматизма: плохо освещенные опасные зоны, слепящие источники света и блики от них, резкие тени ухудшают видимость настолько, что вызывают полную потерю ориентации рабочих. Неправильная эксплуатация также как и ошибки, допущенные при проектировании и устройстве осветительных приборов в пожаро - и взрывоопасных цехах (неправильный выбор источника света, светильников, проводов и т.д.) могут привести к взрыву, пожару и несчастным случаям. При неудовлетворительном освещении, кроме того, снижается работоспособность и производительность труда.

Освещение рабочей зоны машиниста турбинного цеха по нормативным значениям не должна превышать 400лк, фактическое значение 403лк при времени воздействия 9 часов в смену. Класс условий труда 2 – допустимый. ?

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

По электрической опасности турбинный цех относится к категории с повышенной опасностью, т. к. помещение характеризуется наличием токопроводящих полов (металлические) и возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землёй металлоконструкциями зданий и к металлическим корпусам электрооборудования.

Источником электрической опасности в турбинном цехе являются внутренние электрические сети, электродвигатели, электроинструмент, вычислительная, организационная и автоматическая техника, работающая на электричестве. Электрический ток, протекая через тело человека, производит термические (ожоги), электролитическое (разложение жидкостей), биологическое (разрушение тканей, сокращение мышц), механическое (разрыв ткани) и световое (поражение глаз) воздействие. Поражение человека электрическим током может произойти от прикосновения к токоведущим частям, электрическое дугой, в результате поражения напряжением шага при прохождении человека в зоне растекания тока на землю.

Электротравматизм среди других видов производственного травматизма занимает первое место, поэтому к защитным мерам от поражения электротоком уделяется особое внимание. От прикосновения к токоведущим частям защищает изоляция. Согласно ПУЭ регламентируется сопротивление изоляции, например, для электроустановок до 1000 В оно равно не менее 0,5 МОм. Для обеспечения недоступности токоведущих частей оборудования применено сетчатое ограждение. Во время проведения ремонта электродвигателей применяется блокировка для автоматического снятия напряжения. При работе переносным электроинструментом для защиты от поражения электротока применяют пониженное питание электроустановок 42, 36 и 12 В. При обслуживании и ремонте электроустановок обязательно используются защитные средства (изолирующие рукоятки ручного инструмента,

диэлектрические перчатки, боты, коврики, изолирующие штанги), для предупреждения персонала о наличии напряжения в электродвигателях применяется световая сигнализация. Для устранения опасности поражения током применяется заземление. Важную роль в предотвращении электротравматизма играет наглядная агитация – плакаты и знаки.

3 Экологическая безопасность

Экологическая ситуация в районе расположения Томской ГРЭС-2 характеризуется значительным уровнем загрязнения атмосферного воздуха. Основным источником выбросов вредных веществ в атмосферу на ГРЭС-2 являются дымовые трубы. При сжигании органического топлива в котлах с дымовыми газами в атмосферу выделяется значительное количество вредных веществ. При сжигании угля, с дымовыми газами в атмосферу попадают: зола, сажа, диоксид серы, диоксид и оксид азота и бенз(а)пирен. Кроме того, при сжигании мазута дополнительно выделяются мазутная зола и оксид углерода. При сжигании газа выделяются азота диоксид, азота оксид, углерода оксид и бенз(а)пирен.

В качестве основного топлива на Томской ГРЭС-2 сохраняется Кузнецкий каменный уголь с использованием сезонных избытков природного газа. Количество используемого топлива составляет 780 тыс. т.у.т, в том числе газ составит 607 тыс. т.у.т. (78%), и уголь 172 тыс.т.у.т. (22%). В натуральном топливе расходы составят: газ - 504 тыс.нм³, уголь - 250 тыс. т.н.т. Уровень загрязнения атмосферного воздуха в районе Томской ГРЭС-2, по данным Томского областного центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, характеризуется показателями представленными в таблице 43.

Таблица 43 – Концентрации вредных веществ в атмосфере

Наименование выбросов	Перспектива			
	г/с	т/год	Концентрации, доли ПДК	
			С учетом фона	Вклад ГРЭС-2
Азота диоксид	281,65	3728,78	0,9428	0,561
Азота оксид	45,76	612,44	0,2278	0,0457
Сажа	5,25	27,63	0,21664	0,0273
Ангидрид сернистый	263,94	1553,83	0,21282	0,21076
Углерода оксид	15,0	0,456	1,0009	0,001465

Продолжение Таблица 43

Бенз(а)пирен	0,0002734	0,006172	-	-
Мазутная зола электростанций	0,26	0,008	-	-
Зола углей	256,58	1323,41	-	0,2744
Суммация NO ₂ и SO ₂	868,4403	7246,56	1,0186	0,6864

Основным способ борьбы с выбросами вредных веществ на станции является установка и контроль работы газоочистных установок и золоуловителей. Все котлы, кроме котла четвертого, оснащены газоочистными установками. На котлах № 3,6,7,8,9,11,12 установлены золоуловители с трубами «Вентури», а на котлах номер пять, десять установлены современные золоуловители – Эмульгаторы 2 поколения с КПД 99,5 процентов.

Промплощадка Томской ГРЭС-2 расположена на расстоянии около 3км от реки Томь и около 2км от реки Ушайка, за пределами водоохранных зон рек Томь и Ушайка. Водоохранные зоны рек утверждены Водным кодексом Российской Федерации, введенным в действие с 01.01.2007 года. Для р. Томь водоохранная зона составляет 200м, для р. Ушайка – 100м.

Для охраны поверхностных и подземных вод от загрязнения сточными водами Томской ГРЭС-2 настоящим проектом сохраняются:

- оборотная система технического водоснабжения с охлаждением оборудования циркуляционной водой и с восполнением потерь в системе технической водой из р. Томи;

- подпитка оборотной системы от водозаборных сооружений инфильтрационного типа, конструкция которых исключает воздействие водозабора на рыбные запасы реки Томи;

- сооружения и схема очистки технологических нефтесодержащих сточных вод на локальных очистных сооружениях и повторное использование вод после очистки в технологическом цикле;

- сооружения и схема очистки промливневых стоков на локальных

очистных сооружениях и повторное использование очищенных вод в технологическом цикле.

С новым турбоагрегатом предусматривается установка:

- маслоплотных маслоохладителей;
- емкости для аварийного слива масла из маслобака;
- поддонов под маслососы и под кожухи фланцевой арматуры, со сливом из поддонов в бак грязного масла.

Учет водопотребления свежей речной воды осуществляется расходомерами, установленными на водоводах подпитки.

С целью контроля и снижения негативного воздействия на окружающую природную среду на станции уже ежегодно ведется производственный экологический контроль, который охватывает все аспекты деятельности СП ГРЭС-2 как объекта негативного воздействия.

Для осуществления производственного экологического контроля на станции ГРЭС-2 работает собственная лаборатория химического цеха, а так же привлекаются сторонние независимые аккредитованные лаборатории, такие как ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии», ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО», АО «Томскгеомониторинг».

В программу производственного экологического контроля на станции входят такие мероприятия как: Контроль эффективности очистки ЗУУ, инструментальный контроль источников выбросов; Контроль качества атмосферного воздуха и уровня шума в санитарно-защитной зоне; Бактериологический и химический контроль за качеством воды из скважины на новом золоотвале, воды теплосети, сточных вод в р. Ушайку, вода р. Томь; Мониторинг подземных вод из наблюдательных скважин и чаш золоотвалов СП ГРЭС-2; Токсикологический анализ проб воды р.Ушайка в месте промливневого сброса; Экоаналитический контроль почв ; Радиационный контроль на территории золоотвалов.

4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования

Аварии на электроэнергетических предприятиях могут привести к долговременным перерывам электроснабжения потребителей, обширных территорий, нарушению графиков движения общественного электротранспорта, поражению людей электрическим током. В зимнее время года аварии приводят к невозможности проживания населения в неотапливаемых помещениях и его вынужденной эвакуации.

Для предупреждения аварий при эксплуатации проектируемого оборудования необходимо соблюдать технические и организационные мероприятия. К техническим мероприятиям относятся:

- Установка на тепловом оборудовании высокого давления предохранительных клапанов;
- Установка и своевременная поверка измерительных приборов контроля температуры и давления;
- Установка автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП).
- Проведение контроля металла в соответствии с графиком тепломеханического оборудования работающего под высоким давлением;
- Ведение режима работы оборудования в соответствии с заводской инструкцией и режимной карты;
- Проведение периодических тепловых испытаний на тепловом оборудовании для подтверждения заводских характеристик оборудования.

К организационным мероприятиям относятся:

- Проведение очередных капитальных, текущих ремонтов оборудования;
- Контроль работы оборудования обученным высококвалифицированным персоналом; Своевременное повышение квалификации персонала;

- Проведение контрольных противоаварийных тренировок с оперативным персоналом станции;

Процесс выработки тепловой и электрической энергии на тепловой электростанции ведется в соответствии с ПТЭ электростанций и сетей; ПБ 03-576-03 Правилами устройств и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением; ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей.

Обеспечение взрывопожарной безопасности

Одной из типичных чрезвычайных ситуаций на станции может стать пожар. От пожаров ТЭЦ возникают тяжелые последствия, как в части ущерба, так и в части безопасности персонала, так как на станциях сосредоточено наибольшее количество опасных производственных объектов: горючие материалы, пожароопасное оборудование.?

Система пожарной защиты предусматривает, наряду с мерами предотвращения возникновения пожара и распространение его за пределы очага возгорания, также применение средств пожаротушения и пожарной сигнализации.

Для тушения пожаров применяют первичные средства тушения, к которым относятся водяные и воздушно-пенные пожарные стволы, присоединенные при помощи рукавов к системе пожарного водопровода при помощи пожарных кранов, располагаемых в наиболее доступных и безопасных местах здания.

В целях повышения пожарной безопасности на тепловых электростанциях запрещены кабели с полиэтиленовой изоляцией и оболочкой, необходимо применять только кабели с негорючими покрытиями. Трассы кабеля должны проходить на безопасных расстояниях от нагретых поверхностей, следует предусматривать их защиту от внешних воздействий и перегрева.

В каждом цехе на случай возникновения пожара обеспечивают возможность быстрой и безопасной эвакуации людей через эвакуационные

выходы - двери, ворота, проходы. Выходы считаются эвакуационными, если они ведут из помещений:

- а) первого этажа непосредственно наружу;
- б) в соседние помещения того же этажа, имеющие выход наружу непосредственно или через лестничные клетки;
- в) в проход или в коридор с непосредственным выходом наружу или через лестничную клетку.

Расстояние между выходами из цехов электростанций составляют не более 30м в противоположных сторонах помещения. Число выходов и лестниц не менее двух.

Расстояние от наиболее удаленного рабочего места до выхода не более 30м. Двери в помещениях открываются только наружу или по направлению выходов наружу (ближайших).

Работа по обеспечению пожарной безопасности на Томской ГРЭС-2 ведется в соответствии с утвержденным планом мероприятий.

Согласно графику проведения контрольных противоаварийных и противопожарных тренировок с персоналом станции ГРЭС-2 в 2019 году проведено четыре общестанционные противопожарные тренировки, одна из которых проводится совместно с ФПС по Томской области.

Силами пожарно-технической комиссии ежеквартально проводятся обследования цехов, бытовых помещений, закрепленной территории. Осуществляется перезарядка огнетушителей. Согласно графикам в цехах организовано и проводится обслуживание кабельного хозяйства (осмотр, очистка); техническое обслуживание насосов; опрессовка пожарного водовода; проверка пожарных кранов на водоотдачу; проверка «сухотрубов», проверка состояния первичных средств пожаротушения. Ведется постоянный контроль над организацией и проведением огневых работ, за состоянием пожароопасных мест, за поступлением первичных средств пожаротушения.

Вывод по разделу

В выпускной квалификационной работе разрабатывается проект по реконструкции турбины на Томской ГРЭС-2, которая имеет огромное социальное значение, как для населения города, так и для экономичности и безопасности самого предприятия.

В первом разделе рассмотрены основные правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Перечислены требования к рабочему при эксплуатации оборудования с целью самосохранения здоровья.

Во второй части работы была рассмотрена производственная безопасность. Перечислены возможные опасные и вредные факторы на производстве: Превышение уровня шума и вибрация; Отклонение показателей микроклимата; Повышенное содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны; Недостаточная освещенность рабочей зоны; Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. Для каждого фактора отдельно были определены источник, воздействия на организм человека, приведение допустимых норм, предполагаемые меры защиты.

В третьей главе перечислены, вредны факторы от производственной деятельности на атмосферу, гидросферу и литосферу. Н атмосферу негативно сказываются вредные выбросы в результате горения топлива, такие как зола, углерода оксид, азота оксид, азота оксид, бенз(а)пирен. На гидросферу производство оказывает негативное влияние в связи с тем, что вода для восполнения потерь в системе насосами подается с реки Томь.

Также перечислены возможные причины и последствия аварий на станциях в процессе эксплуатации оборудования. Определены мероприятия технические и организационные по борьбе с авариями на станциях. Подробнее проанализирована одна из типичных чрезвычайных ситуаций в виде пожара, которая может привести к тяжелым последствиям.

Заключение

В магистерской диссертации был рассмотрен вопрос совершенствования технологического процесса на станции Томской ГРЭС-2 за счет реконструкции седьмого турбогенератора ПТ-60-90/13.

Для Томской энергетики станция ГРЭС-2 выполняет значимую роль по обеспечению электроэнергии и теплоснабжению города. Половина нагрузки города по потреблению тепла покрывается за счет деятельности предприятия. Выполнен анализ эксплуатируемого оборудования, который показал, что станция нуждается в его обновлении и модернизации. Со дня ввода в эксплуатацию седьмого турбогенератора прошло уже шестьдесят лет, что не может не сказываться на физическом и моральном состоянии оборудования. Парковый ресурс турбины превышен уже почти в два раза, что негативно сказывается на надежности.

Во второй главе было принято решение о замене седьмого турбогенератора на Тп-65/75-12,8 УТЗ. Так как новая турбины будет устанавливаться в уже существующем машзале, она имеет схожие параметры по габаритам и весу с установленной турбиной на данный момент. Производственный отбор, в данной турбине регулируемый и это позволяет его задействовать только в режиме пиковой нагрузки станции. Особенность турбины заключается в возможности работать на сниженных параметрах острого пара, с переходом позднее на номинальные параметры. В связи с этим реконструкцию котельного оборудования можно произвести позднее, что позволит разбить инвестиционные вложения заказчика на несколько этапов.

Во второй главе был выполнен расчет технических характеристик нового турбоагрегата, а также технико-экономических показателей удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла. Анализ технико-экономических показателей для новой турбины выполнен для двух режимов работ на сниженных параметрах пара и на номинальных. При работе турбины на сниженных параметрах пара ухудшение режима составило снижение электрической мощности на 18%, снижение тепловой мощности 15%,

снижение КПД установки, повышение удельных расходов топлива на 3,6%.

Завершение этапа реконструкции седьмой турбины и ввода ее в эксплуатацию позволит повысить надежность данного оборудования за счет современных высококачественных материалов, использовать производственный отбор только при работе станции в режиме пиковой нагрузки, за счет повышения начальной температуры пара и давления повысить КПД турбоустановки на 10%, понизить удельные расходы условного топлива.

Список используемых источников

1. Абрамов А.П. ПИТАТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОНАСОСЫ ТЭС и АЭС инструкция по изучению конструкций узлов, элементов и приемов эксплуатации для студентов всех форм обучения специальности Промышленная теплоэнергетика – Электрон. дан. – Кемерово: ГУ КузГТУ. 2012г.
2. Александров А.А., Таблица теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник/ А.А. Александров, Б.А. Григорьев – М.: Издательский дом МЭИ, 2006 – 168с.
3. Беспалов В.И. Технологические системы ТЭС и АЭС / Учебное пособие. Томск. 2014.
4. Бойко Е.А., Баженов К.В., Грачев П.А. Тепловые электрические станции (Паротурбинные энергетические установки ТЭС) / Справочное пособие, Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006 – 152с.
5. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
6. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
7. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
9. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
11. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
12. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
13. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

14. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
16. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
17. ГОСТ 21889-76. Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.
18. ГОСТ 223377-7 Насосы центробежные питательные. Основные параметры. Издательство стандартов. Москва.
19. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
20. Григорьев В.А., Зорин В.М. Теплоэнергетика и теплотехника / Справочник 2 изд., перераб. М: Энергоатомиздат, 1989 – 608с.
21. Инструкция по эксплуатации турбоагрегата ПТ-60-90/13 ЛМЗ.
22. Инструкция по эксплуатации турбоагрегата Тп-65/75-12,8 УТЗ.
23. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов): Справочное пособие для курсового и дипломного проектирования студентов Промышленная теплоэнергетика / Сост. Е.А.Бойко, Т.И.Охорзина; КГТУ. Красноярск, 2003. 223с.
24. Купцов И.П., Иоффе Ю.Р. Проектирование и строительство тепловых электростанций. 1985 г. / М.: Энергоатомиздат, 1985, – 405с.
25. Манюк В.И., Каплинский Я.И. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей / Справочник. М.: Стройиздат, 1988 – 430 с.
26. Номенклатурный каталог Уральский Турбинный завод, 2017 – 6-7с.
27. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций, ВНТП 81, Москва – 1981

28. Охлопкова О.А. Тепловая электростанция (ТЭЦ): Учебное пособие. – М.: 2019. – 70 с.
29. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
30. Расчёт показателей работы электростанций. Методические указания для студентов направления 550900 "Теплоэнергетика", специальностей 100500 «Тепловые электрические станции» и 101000 «Атомные электрические станции и установки». - Томск: Изд. ТПУ, 2001.- 44 с.
31. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. Учебник для теплоэнерг. спец. вузов. — М.-Л.: Энергия, 1987 — 400 с.
32. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
33. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
34. Стерман Л.С. Тепловые и атомные электростанции / Учебник для вузов. - 2-е изд., исп. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1982 г. - 456с.
35. Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на 2018–2022 годы утвержденная распоряжением Губернатора Томской области от 02.10.2017 № 210-р
36. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Издание 3-е, переработанное и дополненное Издательство НПО ЦКТИ, СПб, 1998-256с.
37. Тепловые электрические станции: учебник для вузов. / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др.; под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, СВ. Цанева. — 3-е изд., стереот. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 466 с : ил.
38. Теплообменное оборудование паротурбинных установок. / Отраслевой каталог. Часть 1. / Министерство тяжелого энергетического и транспортного машиностроения, 1989 - 300

39. Тремясов В.А. Проектирование электрических станций: учебное пособие / Федеральное агентство по образованию, Сибирский федеральный университет. - Красноярск: ИПК СФУ, 2009. - 286 с.

40. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

41. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины/А. Д. Трухний – М:Энергоатомиздат, 1990 – 640с.

42. Турбины тепловых и атомных электрических станций: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп.Под редакцией А. Г. Костюка, В. В. Фролова М.: Издательство МЭИ, 2001. — 488 с. ил. ISBN:5-7046-0844-2.

Приложение А

WAYS TO IMPROVE TECHNOLOGICAL PROCESSES OF THERMAL ELECTRIC STATIONS (ON THE EXAMPLE OF TOMSK SDPS-2)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ84	Орлова М.И.		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А. С. Матвеев	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Егорова Ю. И.	к.т.н., доцент		

Introduction

Currently, there is an active urbanization happening in our country. Cities are growing, and their needs for electric and thermal power are growing as well. But, due to the economically unstable situation, the complexity and high cost of building new energy facilities, generating companies are in no hurry to cover the shortage of these capacities as they prefer to squeeze the maximum out of the already installed equipment.

Last century, when the technological capacities were actively developing and a planned economy existed, only a few facilities thought about economizing. To this date, most enterprises that use steam in the production cycle, have either ceased to exist or have switched to their own resources, installing small power plants to partially or fully cover their own needs.

In view of that, very large reserves of production vapor remain in our country in the form of installed turbines such as ET (extraction turbine) and BPT (backpressure turbine) and their capacities are idle. Many of them have already exhausted their fleet life, but again, due to economizing, for some of them the resource has been prolonged, in some cases more than once. Some power plants where such turbines are installed, use production steam for their own needs. The practicability and the possibility of replacing the Extraction Turbine-60-90/13 installed at the Tomsk State District Power Station - 2 (Tomsk SDPS-2) is discussed in this graduation project.

In the city of Tomsk with a population of half a million people, today there are three operating stations: Tomsk TPP-1, TPP-3 and SDPS-2. The most modernized station in the city of TPP -1 with a gas turbine unit commissioned in 2013. The TPP-3 and SDPS-2 stations were put into operation in the 20th century and are currently the main sources of heat and electricity in the city.

State District Power Station (GRES-2) was commissioned in 1945, today the station is 75 years old. The station is serviced by operational, repair and administrative personnel in the amount of more than five hundred people. The organizational structure of the station is divided into workshops and departments. The

main type of fuel at the station is coal, natural gas and heating oil are used as reserve fuel.

The main technological process at a thermal power plant is the phased conversion of potential steam energy into kinetic and then into electrical energy. Fuel is burned in the energy boiler and high pressure steam is generated due to the heat generated. After the boiler, the steam with the given parameters enters the steam turbine, where the kinetic energy of the steam, which rotates the turbine rotor, operates. The turbine shaft rotates the rotor of the generator. Thus, the energy of rotation is converted into electrical energy, which is supplied to the network.

To carry out the process at the SDPS-2 station, six turbogenerators with an electric capacity of 331 MW and ten power boilers with a steam capacity of 2220 t / h were involved. Thermal power of the station is 815 Gcal / hour. The main part of the station equipment has been in operation for more than twenty years, many of them have already worked out their estimated resources and require modernization in order to increase efficiency and reliability. Another problem is the surviving turbines with production selections, which have remained from the time when steam was supplied directly to the industrial enterprises from the station. At the moment, there are no such enterprises left, they either closed or have their own steam sources. At the SDPS-2 station, there are six production selections from turbogenerators, seven are used for own needs. At the peak of the station's thermal load, steam from the production manifold is fed to the peak boilers to raise the temperature of the network water.

Object of study Tomsk State District Power Station-2

The main sources of power of the Tomsk Region are the Tomsk State District Power Station-2 and the Thermal Power Station-3, which are a part of the Tomsk branch of the AG “Tomsk Generation” which belongs to the INTER RAO Group. The Tomsk Region is scarce in terms of electric power capacity. In 2015 the electrical energy reception from the neighboring regions amounted to 3,981 billion kWh or 43% of the consumed electrical energy. The average annual growth rate for 2015, in relation to the amount of electricity consumed in 2010 in the Tomsk Region, amounted to 3,6%. [3]

The Tomsk SDPS-2 is located in the southern part of the city of Tomsk on the watershed of the Tom River and its right confluent - the Ushayka River. The station is the source of heat supply for the southern region and a part of the northern region, where more than half of the city’s population lives. In recent years there was a rapid housing development in the southern part of the city. New districts, such as the “Southern Gates” district with its new daycares and schools, have appeared. Currently, there are ten steam boilers, shown in Table A.2 [4], and six steam turbines, shown in Table A.1, operating at the Tomsk SDPS-2. The installed electric capacity of the Tomsk SDPS-2 amounts to 331 MW, heat - to 650 Gcal/h. [1]

Table A.1 - Steam turbines at the Tomsk SDPS-2

Station number	Type (model)	Year commissioning	Manufacturer	$N_{\text{э}}$	P_0	Steam consumption	
						D_0 nom.	D_0 max.
				MBT	kgf/cm ²	tn/h	tn/h
2	T-50/60-8,8	2008	LMZ	50	90	250	250
3	T-43-90	1953	LMZ	43	90	270	270
5	T-43-90	1958	LMZ	43	90	270	270
6	PT-25-90/10	1959	UTMZ	25	90	200	240
7	PT-60-90/13	1960	UTMZ	60	90	402	402
8	T-110-125-130	1997	UTMZ	110	130	515	520

Table A.2 - Steam boilers at the Tomsk SDPS-2

Station number	Type (model) of boiler	Year of commissioning	Boiler capacity	Pressure kgf/ cm ²	Temperature °C
3	BKZ-220-100-4	1981	220	100	510
4	TP-230-2	1953	230	100	510
5	TP-230-2	1953	230	100	510
6	TP-230-2	1958	230	100	510
7	TP-230-2	1959	230	100	510
8	TP-230-2	1960	230	100	510
9	BKZ-220-100	1971	220	100	540
10	BKZ-210-140-9	1986	210	140	560
11	BKZ-210-140-9	1987	210	140	560
12	BKZ-210-140-9	1994	210	140	560

Description of the technological layout of the station

Table A. 3 shows that the main steam pipe flow sheet is made of the two main collectors (100 kgf/cm²) which have 5 type TP-230-2 boilers and 2 type BKZ-220-100 boilers connected to them, and one 140 kgf/cm² collector, which has three type BKZ-210-140 boilers working for it. The connection between the collectors is carried out by two PRDS 140/100. From the 100 kgf/cm² collectors the steam is supplied to the st. №2-7 turbine units. The turbine unit st. №8 works from the 140 kgf/cm² collector. The connection between the 140 and 100 kgf/cm² collectors is carried out by the two PRDS 140/100. The steam supply to the 10-13 kgf/cm² collectors from the selective production of turbine units st. №6.7, 4 PRDS and one FRPRDS 100/13, 2 PRDS 30/11 and 2 PRDS 140 / 10-16. Steam to the collector 1,2 kgf/cm² is supplied by extraction turbines st. № 3, 5 and two PRDS 30/1,8.

Table A. 3 - Steam pressure balance at the SDPS-2

Turbine steam		Boiler steam	
90 kg/cm ² , 500°C	t/h	100 kg/cm ² , 510°C	t/h
T-50/60-8,8 st. №2	250		
T-43-90 st.№ 3	270	BKZ-220-100x2 st.№ 3,9	440
T-43-90 st.№ 5	270	TP-230-2x5 st.№ 4-8	1150
PT-25-90/11 st.№ 6	240		
PT-60-90/13 st.№7	397		
Total*	1427		1590
130 kg/cm ² , 555°C		140 kg/cm ² , 560°C	
T-118/125-130-8 st.№ 8	525	BKZ-210-140x3 st.№ 10-12	630

* steam reserve of 90 kg/cm², 500°C - 163 t/h; steam reserve of 130 kg/cm², 555°C - 105 t/h; total steam reserve equals 268 t/h.

Choosing a reconstruction option for the turbine department of the Tomsk SDPS-2

In recent years, there has been a steady increase in the heat and electricity consumption in Tomsk. At the moment, the power station has a small reserve for the heat power. The Tomsk region is also lacking in terms of electrical power. Due to the fact that there are practically no steam consumers at the Tomsk SDPS-2 (except the steam for its own needs), it makes sense to consider the possibility of replacing the turbo generator with another one, with or without the limited steam extraction.

The shareholders' policy is aimed at improving the efficiency of the commissioned equipment [1]. In this case, by increasing the new turbo generator's direct steam's current parameters to 130 kgf/cm². These parameters can be achieved in two ways: by reconstructing the boiler № 9 or by building a new boiler in the boiler department.

Table A.4 - Commissioning dates, fleet life and accumulated operating time of the turbines at the Tomsk SDPS-2

Turbogenerators		Year comissi	Fleet (thousands	Fleet life, elongation (thousands/	Number elongations	Actual fleet наработка 01.01.2020 (thousands/h)
St.№	Type					
2	T-50/60-8,8	2009	270	270	0	76,323
3	T-43-90	1953	270	540	Rennovation	416,751
5	T-43-90	1958	270	397	6	384,223
6	PT-25-90/10	1959	270	375	4	368,676
7	PT-60-90/13	1960	270	540	Rennovation	371,556
8	T-110-125-130	1997	220	220	0	146,403

In terms of economics, the most effective way to replace the turbo generator would be the way in which the old foundation or its part is preserved, due to the fact that the cost of designing and installing it, including the materials would equal to

about 30% of the total cost of installing a new turbo generator. Also, in order to preserve the old foundation, it is necessary to inspect it first to make sure that it can be used.

Due to the fact that the turbine equipment at the station has been used for decades, there is a need to upgrade the steam turbine. Based on the capacity and the year of commissioning, it will be most practical to consider the option of reconstructing the turbine №7 and replacing it with a TP-65/75-12.8 UTZ turbo generator because they have similar dimensions, weight, and both consist of two cylinders. The turbine can be installed at existing power stations and can replace retired turbines during technical re-equipment and reconstruction of power stations, as well as at newly built power stations.

The turbine can operate both at a maximum condensation mode when the electric power equals 75 MW [2], and with back pressure (with a closed regulating diaphragm). In this mode, the turbine operates according to the heat load chart with a minimum admission of steam into the condenser, the cooling of which is provided by the circulation water entering the built-in condenser bundles, and ensuring full use of the steam entering the turbine. This mode is the most economical.

The total mass of the turbine without the condenser group, the oil tank, the oil coolers, the pipelines, the valves and other auxiliary equipment equals to about 260 tons. [2]

The TP-65/75-12.8 turbine is a single-shaft two-cylinder unit, developed on the foundation of the PT-90/120-130/13-1 turbine and is designed to drive the TF-80-2 UZ electric generator. The turbine has 25 stages and consists of a high pressure cylinder and a low pressure cylinder.

The turbine has a regeneration system consisting of two high pressure heaters (HPH), three low pressure heaters (LPH) and a high pressure deaerator (0,59 MPa). The turbine has 6 taps located in the low pressure cylinder (LPC). The turbine has two regulating diaphragms. The medium-pressure diaphragm, which allows to adjust the pressure in the second selection, from where the steam enters the production in a limited amount (maximum 80 t/h), to the deaerator and the high pressure heater-4

(HPH-4); And the low pressure diaphragm, which allows to adjust the pressure in the selection of steam to the lower network heater (LNH) and the low pressure heater (LPH-1). Also, pressure control in the production take-off can be maintained by means of a regulating a valve installed on the steam extraction line. A sectional arrangement drawing of the TP-65/75-12.8 turbine is shown in Figure A.1.

According to the operational manual, “the turbine unit can be operated for a long time with reduced parameters of fresh steam, provided that the steam parameters are conjugate, i.e. when the temperature of fresh steam is lowered, it is necessary to lower its pressure so that the humidity of the steam in the last stages of the low pressure cylinder (LPC) and the phase transition zone to be kept at the level of calculated values.”

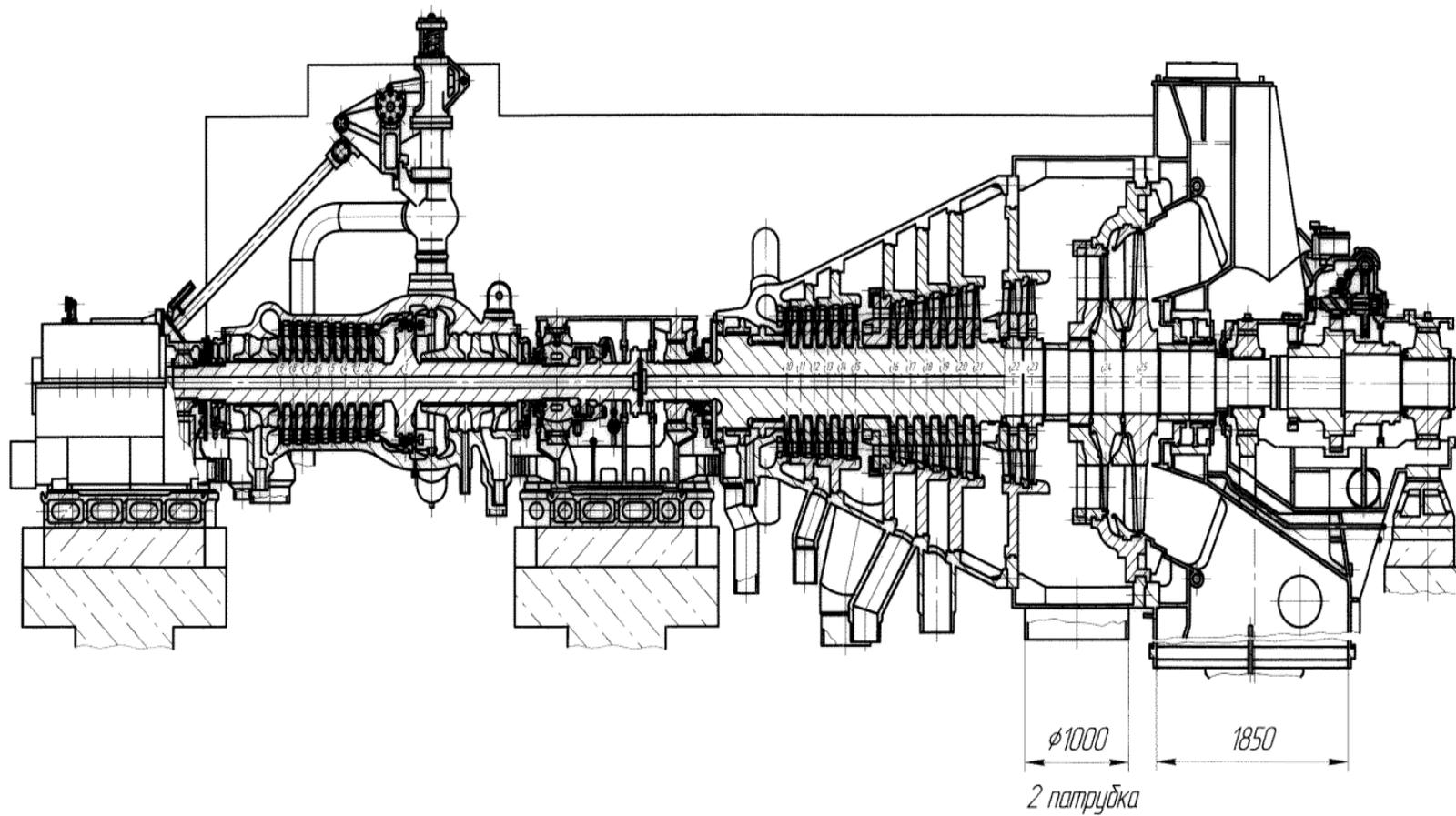


Figure A. 1 – Sectional arrangement drawing of the TP-65 / 75-12.8 UTZ turbine

Results and Analysis

According to the parameters from the technical literature, it is possible to use this turbine unit with reduced steam parameters, i.e. without reconstructing the boiler №9 or building a new boiler. The calculations of the heat balance diagram were made for two modes: the first, the nominal mode of operation of the turbine unit at a direct steam pressure of 130 kgf/cm² and a temperature of 555°C, and the second - with parameters of a direct steam of 90 kgf/cm² and a temperature of 505°C when using steam extraction with pressure regulating in the heating selection by the diaphragm. Both modes with a minimum steam allowance to the condenser are considered for a comparable analysis of the heat efficiency of these modes. The calculations are made according to the heat balance diagram of the turbine in Figure A.2.

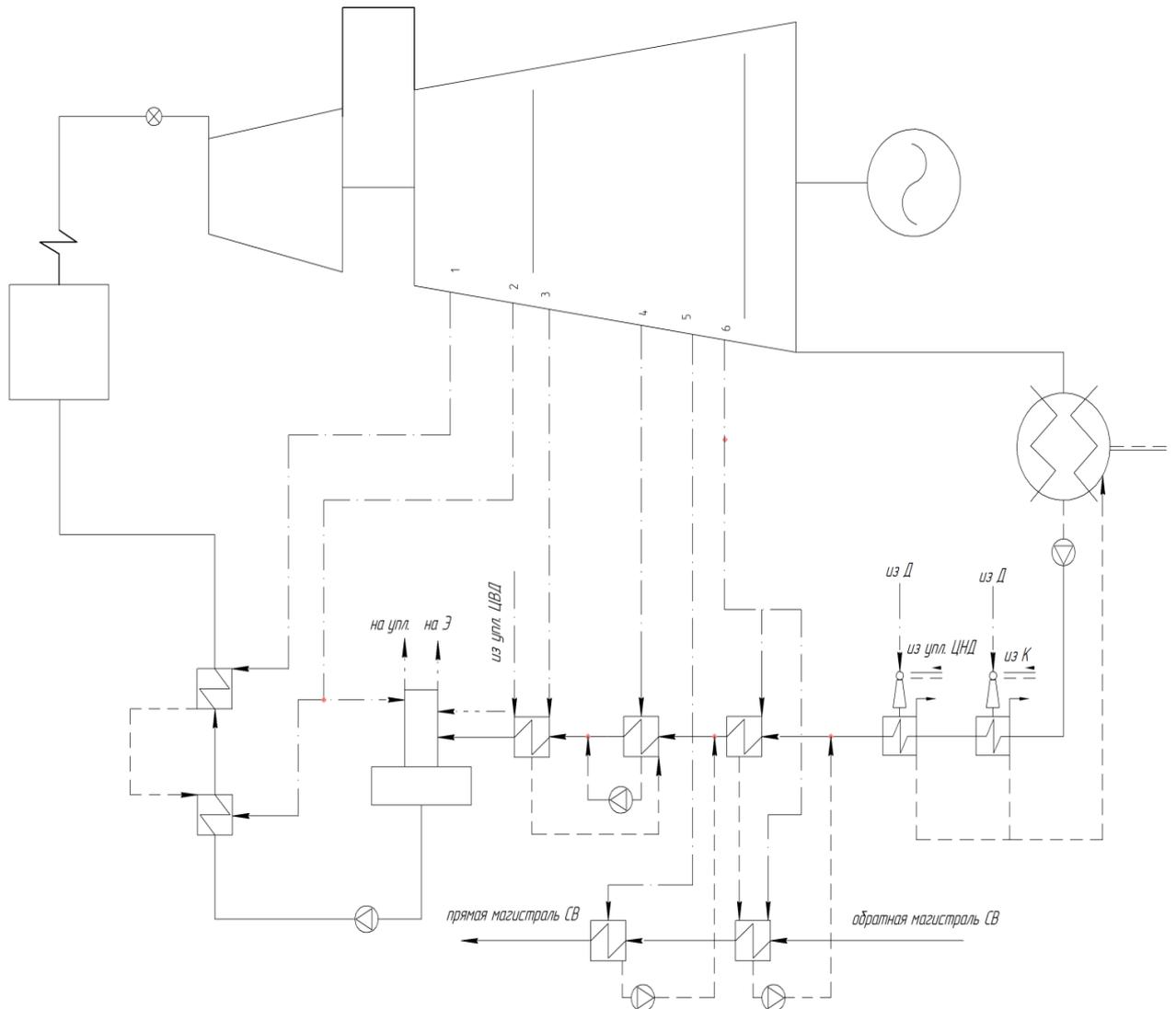


Figure A.2 – Electrical schematic diagram of a turbine plant

The results of the calculations of the turbine operation parameters in the rated conditions are summarised in Table A.5.

Table A.5 - Key performance indicators of the turbo plant

Turbine (turbo plant?) operation mode	Steam consumption per turbine, t/h	Estimated electric power, MW	Heat output, Q_t+Q_p , MW
With specified conditions	284	64,93	127,93 + 0
With reduced parameters	275,72	52,84	107,8 + 21,4

The main reported technical and economic indicators are the unit costs of fuel equivalent for the supply of electric and thermal power. The results of the calculations of technical and economical indicators are presented in Table A.6.

Table A. 6 - Indicators of heat efficiency of the calculated modes

Mode	Specific fuel equivalent consumption for electrical supply, kWh	Specific fuel equivalent consumption for heat supply, kg. of fuel /GJ
With specified conditions	37,82	166,01
With reduced parameters	37,82	172,26

After analyzing the results of the calculations, we can say that the specific fuel consumption for electrical supply in the mode with specified conditions is slightly lower, however, this mode provides a wider range of load control, a greater reserve for power, both thermal and electrical. Therefore, the reconstruction option while maintaining the specified conditions is generally more appropriate, however, it is also necessary to take into account the economical side of this issue (not only in terms of efficiency, but also in terms of the payoff of this project).

Conclusion

The graduation project addressed the question of reconstructing the PT-60-90/13 turbine unit at the existing Tomsk State District Power Station-2 by replacing it with the Tp-65/75-12,8 turbine unit.

One of the objectives of the project was the economic justification of the initial pressure of the turbine unit, since it can also work with reduced steam parameters.

In this project, the heat balance diagram was calculated for two modes: with specified conditions and with reduced steam parameters. It showed that, when working at the reduced steam parameters mode, the specific fuel consumption for electricity generation increased insignificantly (by 4,25 g of fuel / kW · h). Also, the electric power of the turbine gets reduced by 12 MW in this mode.

In the financial management section of the main part of the project, a comparative analysis was carried out, which showed that the reconstruction options have a small difference in payback periods (9 months), therefore, the joint reconstruction of the turbine unit №7 and the boiler unit №9 is recommended to increase the efficiency and electrical power of the turbo generator. Also, in the body of the project, the calculation of steam pipes of the direct steam was performed when working on new parameters. The main heat exchange and pumping equipment of the turbine unit was selected. Issues on labor and environment protection were also considered.

References

1. AO Tomsk Generation [electronic resource]/Retrieved from: <http://energo.tom.ru/>
2. AO Ural Turbine Plant [electronic resource]/Retrieved from: <http://www.utz.ru/>
3. Scheme and program for the development of the electric power industry of the Tomsk Region for 2018–2022 approved by the order of the Governor of the Tomsk Region dated 02.10.2017 №210. (in Russian)
4. Tomsk State District Power Station-2 [electronic resource]/Retrieved from: <https://ru.wikipedia.org>.